Public Works Canada
Travaux publics Canada

Architectural and Engineering Services
Services d'architecture et de génie

Building Performance Evaluation Series

Electrical Systems Evaluation

Document D35

Canada

89-01909/

Building Performance Evaluation Series

Electrical Systems Evaluation

Document D35

AES 1-4:86-44

March 1988

AES/SAG 1-4 : 86-44

Electrical Systems Evaluation
Document D35
Building Performance Evaluation Series

Supplementary Note

Section 4.1, Standard Terms and Units of Measurement, page 10, applies only to Section 4.3, Power Quality Enhancement, and not to Electrical Systems Evaluation in general.

The Minister of Public Works makes no representation or warranty, express or implied, with respect to this publication or the programs or information described in this publication, their quality, merchantability, or fitness for any particular purpose, or their adequacy to produce any particular result. In no event shall the Minister or Her Majesty the Queen in right of Canada, Her employees, servants or agents be legally liable to any person or persons for any damage, whether direct, indirect or consequential, resulting from the use of said publication or the programs or the information contained therein.

Published by Architectural and Engineering Services
Public Works Canada

Public Works Canada / Travaux publics Canada

DOCUMENT DATA

1. Document Title ELECTRICAL SYSTEMS EVALUATION	2. Control Number AES/SAG 1-4:86-44
	3. Date March 1988
4. Author(s) M. Skinner	5. Consultant's Ref. No.
6. Project Manager	7. Discipline Series No. D35
8. Preparation Agency and Address Building Performance Division, Public Works Canada Room C-456, Sir Charles Tupper Building Riverside Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0M2 Telephone: (613) 998-7830	9. Document Type Guideline
	10. No. of Pages 34
11. Sponsoring Agency and Address D.C. and R.T. Appropriated Programs Accommodation Branch	12. PWC File No. A4270-16
	13. PWC Project No. 602055
14. Supplementary Notes Questions and comments should be directed to the preparation agency, in 8 above.	15. SSC Publication No.
	16. ISBN

17. Abstract

This document describes how to assess a building's electrical system. The testing and maintenance described is for both safety and economy. Check lists for the components of electrical systems are provided. The examination procedures described are for 1) an emergency generator test, 2) a fire alarm system test, 3) infrared testing, 4) voltage drop and, 5) power factor measurement. Specialized in-depth monitoring is used to check system coordination and system transient phenomena. Sample utility bill calculations are provided to illustrate common billing procedures. Power quality enhancement methods are outlined. Examples of eight systems and recommended wiring methods are included.

18. Distribution Statement Copies are available from: Documentation Centre Architectural & Engineering Services Public Works Canada Sir Charles Tupper Bldg., Riverside Dr. Ottawa, Ontario K1A 0M2	19. Keywords	
	20. Documentation Centre Catalogue No. BP D35	21. Price

DPW 2398 (86/09)

TABLE OF CONTENTS

1.	**INTRODUCTION**	1
1.1	Purpose and Objectives	1
1.2	Background Information	1
2.	**METHODOLOGY**	2
2.1	Stage I – Preliminary Assessment (Introduction)	2
2.1.1	Description of Techniques	2
2.1.2	Detailed Procedure	2
2.2	Stage II – Simple Measurement Techniques	3
2.2.1	Description of Techniques	3
2.2.2	Detailed Procedure	4
2.2.2.1	Emergency Generator Test	4
2.2.2.2	Fire Alarm System Tests	5
2.2.2.3	Infrared Testing	6
2.2.2.4	Voltage Drop	6
2.2.2.5	Power Factor Measurement	7
2.2.3	Equipment	7
2.3	Stage III – Specialized In–Depth Monitoring	8
2.3.1	System Coordination	8
2.3.2	Description of Techniques	8
2.3.3	System Transient Phenomena	8
2.3.4	Description of Techniques	8
3.	**REFERENCES – not applicable**	
4.	**APPENDICES**	10
4.1	Standard Terms and Units of Measurement	10
4.2	Sample Utility Bill Calculations	11
4.2.1	Hydro–Quebec	11
4.2.2	The City of Calgary Electric System	13
4.3	Power Quality Enhancement	15
4.3.1	Introduction	15
4.3.2	Wiring Methods	15
4.3.3	Transient Suppressors	16
4.3.4	Isolation Transformers	19
4.3.5	Voltage Regulator – Transformer	20
4.3.6	Ferroresonant Transformer – Voltage Regulator	21
4.3.7	Static Converter Power Conditioner (and UPS)	22
4.3.8	Rotary Converter/Power Conditioner	24
4.3.9	Rotary Ups	25

4.4 Building Performance Evaluation Document List 34

LIST OF FIGURES

4.3.1 Transient Suppressor 27
4.3.2 Hybrid Transient Suppressor 27
4.3.3 Devices Used in Hybrid Suppression Devices 28
4.3.4 Voltage/Current Characteristics For Linear Resistors and Non–Linear Varistors 29
4.3.5 Energy Dissipation by a Suppression Device 30
4.3.6 Graph Illustrating Symbols and Definitions: Linear Coordinates and Logarithmic Coordinates 31
4.3.7 Impulse Current Wave Form 31
4.3.8 Graph Illustrating Voltage Overshoot, Response Time, and Overshoot Duration 32
4.3.9 Line Conditioner 33

1. INTRODUCTION

1.1 PURPOSE AND OBJECTIVES

To outline a method of determining if electrical systems in buildings are operating within nominal design parameters as required by the project brief, design specifications, commonly accepted engineering practice and all applicable codes and standards.

1.2 BACKGROUND INFORMATION

The electrical system in a building distributes the power necessary to operate utilization equipment i.e. lighting, heating, ventilating & air conditioning (HVAC) equipment, elevators, computers, etc. The distribution system itself is hidden from the building occupants and they are generally unaware of its operation unless a power outage occurs or equipment malfunctions. Access to electrical equipment rooms is restricted to qualified personnel for safety reasons.

Electrical systems that have been properly designed, commissioned and maintained will cause few problems. However, inconsistent commissioning procedures, lack of proper maintenance and changing client utilization patterns mean there is a potential for problems to develop.

This document is written with the knowledge that the above conditions do exist and is intended as a guide for managers faced with the need to carry out a post occupancy evaluation of building electrical systems.

The main elements comprising the electrical distribution system are:

- Substation equipment
- Switchboards and panelboards
- Feeder bus and/or cables
- Emergency power source and transfer equipment
- Branch circuit and branch circuit panels
- Motor control centers
- Power conditioning equipment

Other electrical systems are:

- Fire alarm and Voice communication

The document will describe the procedure to be followed in making an assessment of the electrical system installation and operation starting with data collection and continuing through measurement and test procedures.

2. METHODOLOGY

2.1 STAGE 1 - PRELIMINARY ASSESSMENT (INTRODUCTION)

2.1.1 Description of Techniques

The assessment of an electrical system should include an evaluation of:

1) Utility rates and the demand charge
2) Power factor and impact on Utility bills

In this preliminary assessment the above items can be investigated by examining existing records prior to a site visit or as the initial step on site.

2.1.2 Detailed Procedure

Contact the local utility and obtain electrical rates that apply to the building and review the existing power contract. Determine who owns the main supply transformer and obtain demand and energy consumption data covering the past five years. Inquire if recent hourly kVA (Kilo Volt Amper), kW (Kilo Watt), kW.h (Kilo Watthour) and power factor profiles are available.

If current power factor data are not available request the utility to meter the site. In most cases this will be done for little or no charge.

It is important to have an understanding of utility power rates and bill calculation (see section 4.2). One of the more significant features of utility rates is the demand charge. Examine the demand and energy consumption data and note what month the peak demand occurs. Many utilities have a rate clause which states that the maximum demand established during the winter months will be the billing demand for the remainder of the year. If peak demand does occur in this period it is important to look at ways of reducing it.

Reducing peak demand will reduce power costs but it will not necessarily save energy. Peak load reduction usually means that the operation of some loads has to be deferred to a later time slot and therefore total energy over a 24 hour period will be the same. In general demand reduction is directed at reducing the cost of power not energy. However, with some rates the energy charge is tied to the demand charge and as a consequence reduced demand is reflected in the energy charge.

Utilities usually impose penalties for a power factor below 90% or 95%. Power factor (pf) in its simplest terms is defined as the ratio of real power kW to apparent power kVA and is unique to alternating current systems.

The utility meter may read kW.h, kW or kVA or both kW and kVA. If only kW.h and kW are metered, periodic checks on pf will be made by the utility and an additional charge will be added to the bill for low pf. Where kW and kVA are metered, billing demand may be based on 90% of the kVA. In this case the user is automatically penalized for a pf below 90%.

Checklist for Preliminary Assessment

1. Review several utility bills and check for errors and ensure that proper discounts have been applied where applicable.
2. Examine pf data. The extent to which pf needs to be corrected depends on the electrical rate and how the billing demand is established. In some cases it may be worthwhile correcting pf to 95% or better.
3. Establish if utility bills are being paid on time since service charges for late payment can be significant.

2.2 STAGE II - SIMPLE MEASUREMENT TECHNIQUES

2.2.1 Description of Techniques

This assessment involves a review of the project brief, as-built drawings, specifications, Operation & Maintenance manuals, and testing and maintenance schedules. Building systems operation should be discussed with the plant supervisor focusing on those areas that impact on electrical system operation.

Following the above document review stage, an inspection of the main electrical and mechanical rooms should be made with the plant engineer or electrician. During this walk-through any major changes not shown on drawings can be discussed and explained. At this time, general environmental condition checks can be made in each electrical room.

Environmental checklist

1. Level of cleanliness.
2. Lighting level and adequacy of emergency lighting.
3. Access for maintenance and emergencies.
4. Presence of hazards (water pipes wet sprinklers etc.).
5. Adequacy of fire protection and detection.
6. Is spill containment adequate for liquid filled transformers.
7. If hazardous materials are present, (PCBs--Polychlorinated Biphenyls), is the equipment properly identified.
8. Adequacy of room ventilation.

In this stage II assessment procedure, electrical system performance is evaluated in terms of:

1) Sub-system operation
2) Feeder and branch circuit loading
3) Voltage drop and phase balance

Operational tests should be carried out on the emergency power system and the fire alarm system.

Infrared thermographic tests should be made at selected points on switchboards, panelboards, branch circuit panels and motor control centers.

Voltage, current and power factor measurements are also required at selected points on the above equipment.

The on site strategy involves making Sub–system tests during the silent hours or on weekends to avoid disrupting client operations and making the necessary electrical measurements at times when the building is occupied and operating normally. Measurement at selected motor loads should be arranged to coincide with HVAC system tests when required.

SAFETY is the most important factor to consider when making measurements on an electrical system. Since most measurements are made with the system energized, stringent safety precautions must be observed. A licensed electrician, who is authorized by Public Works Canada (PWC) to work on the system, is required to rack out breakers, remove cover plates and take measurements as directed.

2.2.2 **Detailed Procedure**

2.2.2.1 Emergency Generator Test

The emergency generator should normally be tested on a weekly basis as required by National Building Code (NBC) and Canadian Standards Association (CSA) C 282 Emergency Electrical Power Supply for Buildings.

In buildings that have an energy monitoring and control system (EMCS), ensure that the computer has emergency battery backup to carry through the 10–15 sec. interruption during generator start–up. This will avoid the need to reboot the system and prevent losing control of building systems during short power outages.

The system test should be made from a "cold start". Normal power interruption should be initiated by opening the main circuit breaker supplying power to the emergency bus. System tests should be conducted with a load of not less than 50% of the generators full load rating for 30 minutes.

Prior to and during the test, record the readings of all instruments associated with the engine generator and verify that they are normal.

Checklist

1. Time from normal power interruption to generator load pick–up
2. Generator output Volts (each phase)
3. Generator load Amps (each phase)
4. Generator frequency Hertz
5. Time to re–transfer
6. Time to cool down
7. Number of operating hours

Record engine oil pressure and coolant temperature

Inspect for correct function all auxiliary equipment such as fuel transfer pumps, coolant pumps, oil coolers and generator room ventilation equipment.

Report deficiencies if any.

2.2.2.2 Fire Alarm System Tests

Notify RFC's (Regional Fire Commissioner) office and inform local Fire department that a test will be made and give date and time. Choose a time when the building is unoccupied. Normal power to the fire alarm system should be disconnected 24 hours prior to the test to verify that emergency battery capability meets NBC and ULC (Underwriter's Laboratories of Canada) requirements (Refer to ULC Standard For The Testing, Inspection And Maintenance Of Existing Fire Alarm Systems and LC-5536-1979).

Checklist Single Stage Systems

1. Check trouble annunciation at all annunciators with normal power off.
2. Check trouble annunciation with EOL (End Of Line) disconnected or circuit opened.
3. Operate a manual pull station (key) and verify alarm signal operation and proper annunciation of zone.
4. Repeat the above in another zone and verify.
5. Check audibility of alarm devices in all zones.
6. Check that magnetic door holders operate and release doors.
7. Verify fan shutdown and operation to control smoke movement.
8. Verify signal for elevator recall operation.
9. Check that exit door locking devices operate to permit egress.
10. Report on deficiencies if any.

Checklist Two-Stage Systems

1. Check trouble annunciation at all annunciators with normal power off.
2. Check trouble annunciation with EOL disconnected or circuit opened.
3. Operate a manual pull station (key) and verify pre-signal alarm signal operation and proper annunciation of zone.
4. Check zones adjacent to the activated zone for alarm signal. In highrise buildings corresponding zones on the floor above and the floor below the activated zone should be in alarm.
5. Check other zones for operation of alert signal.
6. Repeat the above in another zone and verify.
7. Check audibility of alarm devices in all zones.
8. Check that magnetic door holders operate and release doors on alert signal.
9. Verify fan shutdown and operation to control smoke movement on alert signal.
10. Check that exit door locking devices operate to permit egress on alert signal.
11. Verify that the alert signal in all zones becomes an alarm signal after 5 minutes operation in first stage. Note: This requirement may vary depending on location and jurisdiction.
12. Verify signal for elevator recall operation.
13. Verify operation of tape recorder.
14. Report on deficiencies if any.

2.2.2.3 Infrared Testing

An infrared imaging camera provides a means of locating potential problems on operating electrical equipment. Overloaded conductors and loose connections can be quickly identified using this technique.

Description of technique

Infrared scans should be made at panelboards supplying main feeders and at other locations where suspected problems exist. These tests should be made following at least 24 hours of normal system operation in the building.

When an excessive temperature rise has been pin pointed on any phase conductor, clip–on ammeter readings should be taken to determine the magnitude of the current on each phase. These ammeter readings should be recorded along with an infrared photograph of the equipment and the recorded temperature rise over ambient. As the survey progresses priorities for preventive maintenance should be established based on the severity conductor temperature rise.

2.2.2.4 Voltage Drop

Voltage drop between the point of supply and the utilization equipment should be investigated during the infrared testing where overloaded conductors are evident.

The Canadian Electrical Code stipulates that the voltage drop from the service entrance to the point of utilization shall not exceed 5% and be limited to 3% in any feeder or branch circuit. The effect of voltages above or below equipment nameplate ratings varies as indicated below.

Incandescent Lamps

Light output and lamp life are affected to a large extent by improper utilization voltage. A 4% increase in applied voltage reduces lamp life by 40%. However, light output is increased by 18%. Conversely if the voltage is reduced by 4% lamp life is increased by 75% and light output is reduced by 13%.

Fluorescent Lamps

These lamps operate satisfactorily within $\pm$ 10% of the ballast nameplate rating and light output is approximately directly proportional to the applied voltage, e.g. a 10% increase in voltage will increase light output by 1%.

Note: Refer to "Illumination Evaluation" (D10) for more information on lighting.

Induction Motors

Motors are designed to operate satisfactorily with a combined utilization voltage and frequency variation of $\pm$ 10%.

A number of motor characteristics are affected by the utilization voltage. One of the main effects of low voltage is a reduction in starting torque and increased full load

temperature rise. The most significant effect of high voltage is an increase in torque, starting current and a decrease in power factor. In general utilization voltages above motor nameplate ratings have a less detrimental effect on motor performance than voltages below the nameplate rating.

2.2.2.5 Power Factor Measurements

Typically lighting and motors are the predominant loads in commercial buildings and the combined power factor may be above 85%.

If a review of site power factor data supplied by the utility shows that system power factor is below 90% at peak load, then a pf survey should be made to determine the cause.

Description of Technique

Power factor (Pf) measurements should be made over a period of several days during the months where system peak demand occurs. Pf measurements on the main feeders will establish which loads are causing low pf. Calculations can then be made to determine the kVAr (Kilovolt–Ampere Reactive) required and the economics in terms of payback period.

Several methods are available to correct pf and an engineering analysis is required to determine which of the following alternatives is most suited to the installation.

1. Apply capacitor banks on individual loads. This method is usually applied to motor loads in excess of 20 hp (horsepower) where the capacitors are switched with the motor.
2. Apply a static capacitor bank at the main distribution switchboard. With this method, the capacitor bank must be tailored to accommodate one set of conditions and be sized to a specific power factor, e.g. if the load on the distribution system is 900 kVA @ 91% pf and the capacitor bank is sized to correct to 97/98% under these conditions then under a condition of 88% system pf the resulting corrected pf will be only 94/95%.
   The main drawback of this method is that during periods of light load (silent hours) the capacitor bank remains on line and this can result in a leading pf.
3. Apply an Automatic Power Factor Correction (APFC) system where capacitors are automatically switched on line depending on the actual load on the system. With this method the pf can be corrected to 98/99% under all load conditions and the possibility of leading pf is eliminated.
4. Apply a combination of 2 and 3 above. This method would consist of a static bank connected to the system designed for minimum silent hour loads and an APFC to switch capacitors in and out as the load increases and decreases during the day.

2.2.3 **Equipment**

Thermovision* 720 Infrared Scanner
AEMC Digital Power Factor Meter
HIOKI 3 1/2 Digit Clamp–On–Ammeter

* Thermovision is a registered trademark of Agema Infrared Systems.

2.3 STAGE III - SPECIALIZED IN-DEPTH MONITORING

2.3.1 System Coordination

It may be necessary to review the electrical system protection scheme with regard coordination and withstand ratings if any or a combination of the following have occurred:

1. The electrical system has undergone significant modifications.
2. The utility has changed its supply system.
3. The system has a history of power outages due to breaker tripping.

Proper system coordination ensures selective operation of protective devices (circuit breakers or fuses) so that the device nearest to the fault location operates first and isolates the faulty circuit from the rest of the system.

2.3.2 Description of Techniques

The first step required in a coordination study is to assemble the necessary data. Data sheets should be prepared so that information can be collected in a logical way. It is essential that data be obtained from the equipment nameplates and not from "as-built" or other documentation.

The information required includes:

1. The electrical system layout in the form of a single line diagram with nameplate data on transformers, circuit breakers, (including trip settings) and data on feeder type and length.
2. Available Utility short circuit mVA at the point of supply and the impedances of transformers and conductors in the system.
3. Withstand ratings of equipment and cable damage curves.

Following this information and data collection phase, a short circuit and coordination study can be carried out by an electrical engineer or an electrical firm specializing in system coordination.

2.3.3 System Transient Phenomena

Prior to the introduction of micro-computers in commercial office space, the electrical supply system could be largely ignored by the user provided the nominal supply voltage was present. However, today this is not always the case since noise voltages (transients etc.) can affect the operation of computers (PC's) by entering the equipment either through the supply lines or through the communication or local area network (LAN) connections.

Lightning and Utility switching operations and the operation of utilization equipment produce transients in varying degrees. In some cases, this noise has no noticeable affect on equipment operation and in other systems operation can be impaired.

2.3.4 Description of Techniques

Depending on magnitude and time of occurrence, transients can cause computer system problems e.g. read/write errors, disk head crashes, system lock-up etc.

If any of the above problems are encountered on a recurring basis, then the following steps should be taken:

1) Verify that the branch circuit feeding the load is correctly wired and connected.
2) Check that an insulated equipment grounding conductor is run with the circuit conductors and bonded at both ends.
3) Ensure that no more than two PC's are connected on a single branch circuit.

If the above steps fail to eliminate the problem, then a power quality study should be carried out using a Line Disturbance Analyzer to establish nominal voltage levels and type of transients or other phenomena present.

Subsequently, the type of line conditioning equipment required to eliminate the problem at a particular site can be determined with the aid of section 4.3.

3. REFERENCES

This section is not applicable.

4. APPENDICES

4.1 STANDARD TERMS AND UNITS OF MEASUREMENT

	SYMBOL
Clamping Voltage, Peak voltage across the varistor measured under conditions of a specified peak pulse current and specified waveform. Note: Peak voltage and peak current are not necessarily coincidental in time.	V_c
Rated Peak Single Pulse Transient Current Maximum peak current which may be applied for a single 8x20 μs pulse, with rated line voltage also applied, without causing device failure	I_{tm}
Lifetime Rated Pulse Currents Derated values of Itm for impulse durations exceeding that of an 8x20 μs waveshape, and for multiple pulses which may be applied over device rated lifetime.	
Rated RMS Voltage Maximum continuous sinusoidal rms voltage which may be applied.	V_m (ac)
Peak Nominal Voltage. Voltage across the varistor measured at a specified peak ac current, IN(ac), of specific duration. IN(ac) is specified by the varistor manufacturer.	VN(ac)
Rated Single Pulse Transient Energy Energy which may be dissipated for a single impulse of maximum rated current at a specified waveshape, with rated rms voltage or rated dc voltage also applied, without causing device failure.	W_{tm}
Rated Transient Average Power Dissipation Maximum average power which may be dissipated due to a group of pulses occurring within a specified isolated time period, without causing device failure.	$P_{t(AV)m}$
Voltage Clamping Ratio (Varistor). A figure of merit measure of the varistor clamping effectiveness as defined by the symbols V_c/V_m(ac), V_c/V_m(dc).	
Nonlinear Exponent. A measure of varistor nonlinearity between two given operating currents, I_1 and I_2, as described by $I = kV\alpha$ where k is a device constant, $I_1 < I < I_2$, and $\alpha_{12} = \frac{\log I_2/I_1}{\log V_1/V_2}$	α(alpha)
AC Standby Power Varistor ac power dissipation measured at rated rms voltage V_m(ac).	P_d
Voltage Overshoot The excess voltage above the clamping voltage of the device for a given current that occurs when current waves of less than 8 micro second virtual front duration are applied. This value may be expressed as a % of the clamping voltage (V_c) for an 8x20 μs current wave.	
Response Time The time between the point at which the wave exceeds the clamping voltage level (V_c) and the peak of the voltage overshoot. For the purpose of this definition, clamping voltage is defined with a 8x20 μs current waveform of the same peak current amplitude as the waveform used for this response time.	

4.2 SAMPLE UTILITY BILL CALCULATIONS

4.2.1 Hydro-Quebec

Medium Power Rate (M)

The following general monthly rate, called Rate M, applies to annual contracts whose minimum billing demand is at least 100 kilowatts, but less than 5000 kilowatts:

$3.93 per kilowatt of billing demand, plus
$0.0525 per kilowatthour for the first 120 hours of use of billing demand;
$0.0321 per kilowatthour for the next 78,000 kilowatthours;
$0.0223 per kilowatthour for the remaining consumption.

Billing Demand: The billing demand of a contract subject to Rate M is equal to the maximum power demand during the consumption period concerned, but it cannot be less than the contract power, which is also the minimum billing demand.

When, in the winter period, the billing demand exceeds 133% of the contract power, such excess is subject to a monthly optimization charge of $8.07 per kilowatt.

Contract Power at Rate M: The contract power at Rate M cannot be less than 100 kilowatts.

Using the above rate M for a particular site and assuming a monthly demand of 555 kVA @ 90% power factor (500 kW) and an energy consumption of 180,000 kW.h.

The utility bill calculation would proceed as follows:

Demand charge

500kW @ $3.93		=	1965.00

Energy charge

120 x 500 =	60,000 kW.h @ 0.0523	=	3138.00
Next	78,000 kW.h @ 0.0321	=	2503.80
Remaining	42,000 kW.h @ 0.0223	=	936.60
Total	**180,000 kW.h**	=	**$8543.40**

With this rate, it is important to ensure that the contract power is established correctly. If the contract power agreed to for the above site was 400 kW and in one winter month the measured billing demand was 570 kW, then the optimization charge would apply as follows:

400 x 1.33 = 532 kW		
570 – 532 = 38 kW @ $8.07	=	306.66

Demand charge

570 @ 3.93	=	2240.10

Energy charge

120 x 570 =	68,400 kW.h @ 0.0523	=	3577.32
Next	78,000 kW.h @ 0.0321	=	2503.80
Remaining	33,600 kW.h @ 0.0223	=	749.28
Total	**180,000 kW.h**	=	**$9377.16**

4.2.2 The City of Calgary Electric System

General Service Demand Energy Rate

Within the City of Calgary Electric System distribution limits for services where the energy consumption is greater than 5000 kW.h per month.

Energy

First	2500 kW.h		
Next#	100 kW.h	per kVA per month @	$0.0847 per kW.h
Next#	100 kW.h	per kVA per month @	$0.0455 per kW.h
Next	100,000 kW.h	per month @	$0.0307 per kW.h
All additional	kW.h	per month @	$0.0238 per kW.h

Note: The kW.h in these blocks are calculated as kVA of billing demand multiplied by 100.

Demand

Standard billing demand shall be the greatest of:

(a) The previous Winter Peak Demand kVA, where the Winter Peak Demand shall be the customer's highest kVA demand load established during the previous consecutive winter months of November, December, January and February, or such shorter period as designated by the General Manager from time to time for this class of service and as warranted by the Utility's system load characteristics. The demand value so established shall apply for the following twelve months beginning with the bill for February's consumption.

(b) The highest kVA demand established since the previous November re-set of the demand meter, or

(c) Not less than 25 kVA, or such higher value as otherwise provided for under the Utility's Terms and Conditions of Service

Minimum Charge: $ 7.19 per month per kVA of billing demand, except as otherwise provided for.

Using the above rate and assuming the same monthly demand energy figures used in the previous Hydro Quebec example, (555 kVA @ 90% power factor (500 kW) and an energy consumption of 180,000 kW.h.) the utility bill calculation would proceed as follows:

Demand charge

555 kVA @ 7.19		=	3990.45

Energy charge

First		2,500 kW.h	@ 0.0958	=	239.50
Next	100 x 555 =	55,500 kW.h	@ 0.0847	=	4700.85
Next	100 x 555 =	55,500 kW.h	@ 0.0455	=	2525.25
Next	=	66,500 kW.h	@ 0.0307	=	2041.55
Total		**180,000 kW.h**		=	**$13497.60**

4.3. POWER QUALITY ENHANCEMENT

4.3.1 Introduction

This appendix reviews the six types of power quality enhancement equipment available.

- transient suppressor
- isolating transformer
- voltage regulator/transformer
- voltage regulator/ferroresonant transformer
- static converter/power conditioner
- rotary converter/power conditioner

The latter two types can be equipped with Direct Current (DC) battery for standby power and the enhancement equipment types expand to a total of eight.

On site generated standby power using engine driven generators is specifically excluded from the evaluation and pricing. It is considered that the improvement offered by this type of standby power is common to all enhancement arrangements.

Although not classified as a power quality enhancement type, wiring methods are discussed and recommendations offered. It is considered that using the best wiring methods possible is a basic fundamental to achieving acceptable power quality.

4.3.2 Wiring Methods

.1 One might feel that with so much having been written and said about wiring methods for Electronic Data Processing (EDP) equipment that more words would be wasted.

However, it seems improper to be recommending expenditures for power line enhancement equipment when the enhancement and EDP equipment will be connected into a substandard power wiring system.

.2 It is a fact that data processing equipment creates many of the power line problems it experiences, however, the wiring system should not magnify these problems unnecessarily.

.3 Rules for Wiring

Two fundamental, interrelated concepts apply:

- Minimize the line and source impedance recognizing the major frequencies at which load current is drawn by the equipment.
- Minimize the resistance and transient reactance of the bonding conductor connecting the EDP equipment enclosure ("ground") to the common building reference ground and the common ground point of the supply system.

Some rules to follow to achieve this are:

- for concentrated or clustered loads, locate the branch panel as close as possible to the load.

- run a separate insulated bonding conductor in the conduit, with the circuit conductors and bond to the panel or box enclosure.
- for 3 phase 4 wire and 2/3 wire homeruns to single phase loads, run separate neutrals for each circuit.
- Design wiring by voltage drop rather than thermal limits and oversize all wiring by 100%, based on manufacturers RMS published values. Never connect more than 2 PC's on a single circuit.
- Ensure good joints throughout.

4.3.3 Transient Suppressors

Concept

The **underlying principle** for transient suppression protection is that there must be finite impedance to the transient between the source and the load.

The suppressor, which has its working elements shunt connected on the line is located as close to the load as possible.

The suppressor device is voltage sensitive in a non-linear manner; that is at some rated value of voltage it converts from an open circuit to a conducting circuit.

Once the shunt suppression device begins conducting current, a significant voltage drop and energy loss occurs across the finite transient impedance of the line (and at the source).

For a properly selected suppressor the value of voltage at the protected equipment will be within limits of its capability as will the let through energy content.

Figure 4.3.1 illustrates the principle.

The concept of **co-ordination and protection** for application of transient suppressors must be understood. A transient suppressor has a finite energy handling capability.

Once it begins to conduct the energy required to be dissipated by the device must remain within the limits of its capability.

For transients which would otherwise exceed this capability there must be sufficient line impedance to dissipate the energy. In the event the energy cannot be dissipated in the device and the line, the resultant voltage level maintained at the "source" must act to discharge through a suppressor or arrestor (lightning arrestor) located there.

In the event the source and line portions of the circuit cannot be relied on to protect the shunt device from all levels of transient, the suppressor must be designed to protect itself.

This results in the hybrid suppressor consisting of multiple elements.

The **hybrid** transient suppressor consists of three basic element types – refer to Figure 4.3.2.

The type A element connected in shunt nearest the load is a highly responsive clamping device with non-linear V/I characteristic. The trade-off usually is lower energy handling capability for higher speed. Response times are usually in the 5 to 50 nano-second range (some devices respond in pico-seconds).

The type B device is a higher energy handling or current handling device, which operates to conduct at higher voltages than the A device. The B device may be a "crow-bar" type or it may be another "clamping" type device.

The C device is a series impedance device which acts at high transient frequency to cause co-ordinated protection interaction between the A and B device as explained previously.

The **types of devices** used in Hybrid Suppression devices can be categorized under these three generalized headings:

"Zener", "Varistor", "Crowbar" – Refer to Figure 4.3.3

"Zener" Type

The word "Zener" is used here to describe a specific type of characteristic. The original type of this device was the "Zener" diode.

Distinguishing characteristics are:

- very low voltage clamping ratio and high (alpha) number.
- voltage range – up to 200V (peak).
- very fast acting
- not a current following device (Note 1).
- relatively low energy – 2.0 joules or less, however new devices with higher ratings are always under development (Note 2).

"Varistor" Type

Generally metal oxide varistors – major manufacturers are General Electric and Siemens.

Distinguishing characteristics are:

- low clamping voltage ratio (voltage/current characteristics are shown in Figure 4.3.4)
- voltage range up to 1200 volts (peak)
- fast acting, but characteristically not as fast as the Zener type.
- not a current following device (Note 1)
- energy handling capability 50 joules (Note 2).

"Crowbar" Type

Familiar surge arrestor usually gas discharge type.

Distinguishing characteristics are:

- specific clamping or discharge value based on fixed spark over.

- a current following device (Note 1)
- High current capability – 20,000 amperes (short time) – energy is dissipated elsewhere.

NOTE 1: "Current Following device" refers to the fact that once conduction begins, or, "breakdown" occurs – the high current continues to flow until voltage zero of the normal frequency occurs.

This type of action creates other transients in the system, the severity of which depend on circuit constants and nature of the transient.

The "non–current following" device operates along its V/I characteristic and will permit the current and voltage to return to normal frequency values unless interrupted by the upstream "Crowbar" type device.

NOTE 2: The energy capabilities given here are order of magnitude – single pulse values.

Consider the circuit of Figure 4.3.5 and the IEEE Standard 8/20 μs wave.

The wave energy dissipated by an impulse with this form is equal to:

$0.9\ V_c\ I_p\ T$

where V_c is the clamping voltage
I_p is the peak current
T is the time to $\frac{I_p}{2}$ (virtual time to half value)

Given that the suppression device (Not a current following type) has the following rating:

Peak pulse current: 1000 Amperes
Clamping voltage: 300 V

By definition: the wave energy deposited or dissipated in the device subjected to the 8/20 μs wave would be

$$W_{tm} = 0.9 \times 300V \times 1000A \times 20 \times 10^{-6} \text{ sec.}$$
$$= 5.4 \text{ joules}$$

Application

Writing or deciphering specifications for shunt suppression devices is complicated by the fact that manufacturers do not rate or describe their products relative to any standard.

This came about because suppression devices were developed and applied for specific purposes before any standards existed.

Recently developed standards such as:

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) Standard C62.33–1982 – Standard test specifications for Varistor Surge – Protective Devices.

and

ANSI(American National Standards Institute)/IEEE Standard C62.41–1980 (Formerly IEEE 587–1980) "Guide for Surge Voltages in low Voltage AC Power Circuits", must be clearly referenced in the specification and all relevant definitions should be included.

In addition each of the specified performance criteria should be identified on diagrams such as Figure 4.3.6, 4.3.7, 4.3.8.

Effectiveness

Properly selected devices are assessed as 100% effective for reducing impulses within EDP manufacturers rated limits.

Zero effectiveness against all other types of disturbances.

Costs

Based on single plug–in or multiple plug–in strip and 600VA maximum load:

Approximate average cost:	$ 180 $300 per kVA

For panel applied 3 phase device and 7.5kVA load (assumed)

Approximate device cost:	$ 1,000 $125 per kVA

4.3.4 Isolation Transformers

Concept

Utilizes foil wrapping of non–magnetic conducting material between windings to conduct electrostatic charge and capacitive currents to ground. These currents would otherwise flow between windings through capacitive coupling.

This surge shield reduces common mode coupling by a factor of 300 to 1 or 50 db.

Double shielding can reduce coupling by as much as – 146 db. Such a unit is referred to as an "Ultra Isolation Transformer".

It should be noted that a normal 3 phase transformer connected delta/wye – will reject most 3rd harmonic noise components and higher order multiples thereof.

NOTE: The isolation transformer does not reject transverse noise, some attenuation will be provided at frequencies between 4000 and 10,000 Hz.

Application

Since most data processing and communications equipment is more susceptible to common mode noise (than transverse) the use of an isolation transformer is recommended for many applications.

In most modern buildings 3 phase stepdown transformers are installed to reduce from the 600 volt distribution level to the 120/208V utilization level.

The addition of the isolation shield to achieve common mode noise rejection across the frequency spectrum is cost effective.

Costs

Based on nominal 15kVA load requirement and utilizing a 30kVA size

Approximate cost of Transformer:	$ 1,600
Based on 15kVA load:	$107 per kVA

In many cases a transformer is required in any event in which case the cost of enhancement considered would be the incremental cost.

Enhancement cost:	$ 500	(oversizing)
	$ 300	(shield)
	$ 800	(total)
Based on 15kVA	$53 per kVA	

When in a special distribution unit, the package is available with a number of options:

Primary and secondary Surge Protection:	$ 1,000
Alarm, status indicator and shutdown with shunt trip breaker:	$ 1,000
Total incremental cost (15kVA load):	$ 2,800
	$185 per kVA

4.3.5 Voltage Regulator - Transformer

Concept

May be two winding or auto transformer type.

Utilizes input and or output voltage sensing and feedback control, operate high speed SCR type tap changing switches.

Switching always occurs at current zero.

3 phase or single phase

Application

For power environments exhibiting poor regulation and/or unacceptable incidence of surges and sags (overvoltages and undervoltages ranging 1/2 cycle to 30 cycles).

Criteria to consider in specifying and selecting.

- output regulation (voltage range) in relation to:
  - input voltage range
  - need or not for electrical isolation between primary and secondary
  - efficiency (higher than ferroresonant)
  - compatibility with load – ensure switching response time constant is not the same as input regulated power supply in EDP equipment.

Most modern office environments should not experience poor steady state regulation problems.

However, sags and surges, caused by large equipment startup, lightning arrestor discharge follow current and power system fault currents could be addressed.

Most effective when located as close to load as possible.

- not effective for transverse noise, impulse attenuation.

Costs

Based on small single phase shelf unit costs presented are total installed.

Cost range (0.2 to 2kVA):	$ 1,100 to $3,000
2kVA, 100% oversized:	$ 300 per kVA
For transient surge suppression add:	$ 300 per unit
Total Average cost:	$ 600 per kVA
For large fully equipped 3 phase unit:	
10 kVA size:	$ 730 per kVA
150 kVA size:	$ 330 per kVA

4.3.6 Ferroresonant Transformer - Voltage Regulator

Concept

Utilizes primary, secondary and compensating windings arranged on a steel core in a configuration designed for operation in the saturated region of the B–H curve while maintaining reasonably low distortion output sine wave.

Utilizes a capacitor in the output winding connection to resonate with the winding inductance.

Requires output filtering to produce an output sine wave of 3% or less total harmonic distortion.

Ferroresonant transformer design exhibits some normal mode noise attenuation and with addition of interwinding shielding will also attenuate common mode noise.

Advantages are: good regulation; good noise attenuation; no SCR switching.

Disadvantages: low efficiency (85% at full load); increased distortion at light loads frequency dependant output voltage (1% frequency shift gives 1.5% voltage change) not responsive to high inrush load changes.

Refer to schematic diagram Figure 4.3.9.

Application

For power environments exhibiting poor regulation and/or unacceptable incidence of surges, sags and impulses.

Attenuates normal mode impulses and noise in the 1kHz to 1MHz band.

Very suitable static line conditioning unit with addition of shielding between windings and between primary windings and enclosure.

For use in computer room power distribution units where prolonged undervoltages (out of regulating range) are not considered a problem. Also suitable for application as stepdown unit at wiring distribution centre supplying distributed processing equipment.

NOTE: May not be suitable for supply from standby engine generator source subject to poor frequency regulation.

Also should be thought of as relatively high impedance source with poor response to high inrush loads and undesirable interaction with switching power supplies.

Costs

Consider practical in size ranges from 15 kVA to 150 kVA.

Cost presented are total installed.

Cost range:	3 kVA	$ 1,500 per kVA
	15 kVA	$ 1,000
	*30 kVA	$ 650
	150 kVA	$ 500
* for 15 kVA load:		$ 1,300 per kVA

This type of static line conditioning equipment is generally less than 50% the cost of controlled rectifier/inverter equipment.

4.3.7 Static Converter Power Conditioner (and UPS)

Concept

Utilizes solid state rectifier to supply DC bus from Alternating Current (AC) power mains with Signal Convertor Relay (SCR) or transistor type invertor and output filter to recreate the 60 Hz output sine wave to supply the load.

SCR invertor is force commutated in either pulse width modulated or step wave arrangement. Transistor invertor is more easily commutated.

Pulse width modulated type creates output requiring very little filtering, whereas step wave requires larger output filter.

Increasing the number of steps (SCR legs) in invertor design, reduces size requirement of output filter.

e.g.: 12 element invertor for 6 legs requires large output filter.

24 elements (each element of lower power handling capacity requirement to create 12 legs), requires much smaller output filter.

NOTE: latter design is more "state of the art" but requires increased logic control circuiting and forced commutation control.

Multiple power transistors utilized in parallel reduce this problem with less critical requirements for control.

Application

Use for all applications where ferroresonant transformer/regulator type line conditioning is required and load served requires power supply to be more responsive to load inrush conditions.

Should be utilized with reverse transfer (by–pass) to normal source in event of invertor failure; output is transferred direct to main service via high speed solid state transfer device.

Input of solid state, rectifier/invertor and "by–pass" devices are susceptible to noise.

e.g. high dv/dt exhibited by short rise time voltage transients, can initiate conduction of solid state devices and/or cause damage.

This type of conditioning equipment should include suitable transient suppression at its input.

Also consider input filtering to reduce harmonics reflected back towards source.

Advantage: Provides high degree of isolation from transverse and common mode noise; responsive to sudden load changes.

Disadvantages: High cost relative to other types of line conditioning. High failure rate due to large component count required by relatively complex logic control (MTBF (Mean Time Before Failure) approx. 15000 hrs) (High failure rate usually dictates redundancy or "Oversizing" which results in increased costs).

NOTE: Most popular and useful application is a static Uninterruptive Power Supply (UPS) with addition of standby battery to supply DC bus in event of power failure.

Utilize UPS when power failures exceeding 0.5 seconds are unacceptable.

Costs

Costs presented are total, installed.

Cost range:	single phase 10 kVA	$ 1,800 per kVA
	three phase 45 kVA	$ 1,300
	three phase 75 to 150kVA	$ 800 per kVA

Oversized 100% for a 20 to 25 kVA load $2,600 per kVA load.

With addition of 5 minute battery to achieve UPS.

three phase 30 kVA	$ 2,000 per kVA
500 kVA	$ 700 per kV

4.3.8 Rotary Converter/Power Conditioner

Concept

Most practical and popular system utilizes low slip induction motor shaft coupled to and alternator. System equipped with flywheel to increase stored energy in event of power failure.

Upon loss of input power to motor/generator unit, speed/frequency will decay linearly, while output voltage can be maintained within 3%.

Minimum design "ride through" to 59.5 Hz or to frequency acceptable to load is usually 300 ms; A more acceptable value is 500 ms.

Concept addresses the fact that large percentage of power reductions affecting EDP equipment are drops or sags caused by system faults. Also provides complete isolation between input and output for all noise.

Application

Most cost effective method of power quality enhancement; addresses all line disturbances except the power failure exceeding 300 or 500 ms.

May be used to step down from distribution voltage (600V – 3 phase) to 120/208 volt 3 phase 4 wire output.

In this configuration, requires transformer for maintenance bypass.

Can be installed on computer floor using an enclosure to minimize noise.

Flywheel size and ride through capability are chosen to match load requirements.

Increased ride through will increase first cost and reduce efficiency.

Should be installed with full maintenance manual bypass to mains.

Advantages: relatively low cost; 100% line noise/transient isolation; extended stored energy/ride through. Much lower failure rate than equivalent static converter/power conditioner – usually 50,000 to 100,000 hours.

Disadvantages: noisy without special enclosure; relatively low "source" impedance as seen from the load (6 times higher than equivalent transformer).

May require 100% oversizing to address this.

Long repair times requiring operation direct to mains utilizing maintenance bypass.

Costs

Costs presented are total installed with manual maintenance bypass (600 volt line).

Cost range:	15 kVA	$ 1,300 per kVA
	30 kVA	$ 1,000
	75 kVA	$ 650
	150 kVA	$ 570
	500 kVA	$ 350
For 100% oversizing:	15 kVA	$ 2,000 per kVA
	30 kVA	$ 1,400
	75 kVA	$ 1,150

4.3.9 Rotary UPS

Concept

An extension of rotary converter/power conditioner in combination with the static UPS technology to utilize stored energy from a battery for extended power failures.

Retains simplicity and natural speed regulation characteristics of low slip induction motor while utilizing all the best properties of the invertor.

Invertor working with the induction motor is line commutated, square wave type – usually in parallel with utility "mains" and supplying approximately 10% of energy.

Rectifier supplying dc bus to invertor is static diode type, not phase controlled, and therefore no harmonics introduced to mains supply from input.

In event of power failure, battery is connected to dc bus through a contactor. This can be accomplished during the "ride through" period provided by the flywheel integral with the MG set.

Application

For highly critical loads requiring protection against extended power failures.

In smaller sizes (up to 75 kVA) can be placed on computer room floor to minimize branch circuit line drop. Usually requires noise reducing cabinet/enclosure. Five minute batteries can be gel cell type for mounting adjacent to unit.

Should be applied with full maintenance bypass to normal "mains".

Advantages: Protection against extended power failure; 100% isolation from all line transients and noise; relatively low failure rate – greater than 50,000 hrs MTBF (machine) (outage requires coincident failure of invertor and mains supply).

Disadvantages: relatively high cost; noisy without special enclosure; relatively low "source" impedance as seen from the load (6 times higher than equivalent transformer); May require oversizing to overcome this; long repair times – requiring operation direct from mains utilizing maintenance bypass.

Costs

Costs presented are total installed with full maintenance bypass – 600 volt line.

Cost range – 5 minute battery:	15 kVA $6,950 per kVA
	40 kVA $3,200
	500 kVA $1,000

Note: Material for Section 4.3 is based on a study of Power Line Quality carried out by Wood Banani and Associates Ltd. for Public Works Canada.

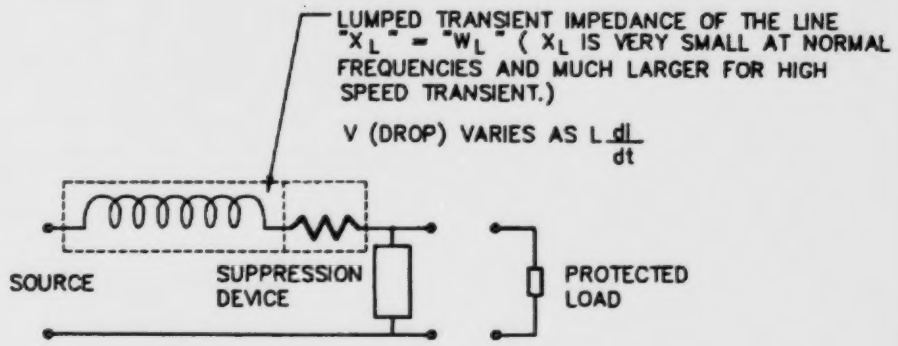


FIGURE 4.3.1 Transient Suppressor

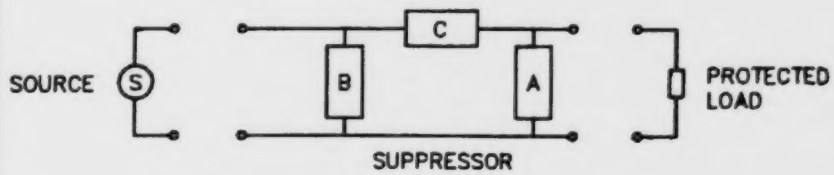


FIGURE 4.3.2 Hybrid Transient Suppressor

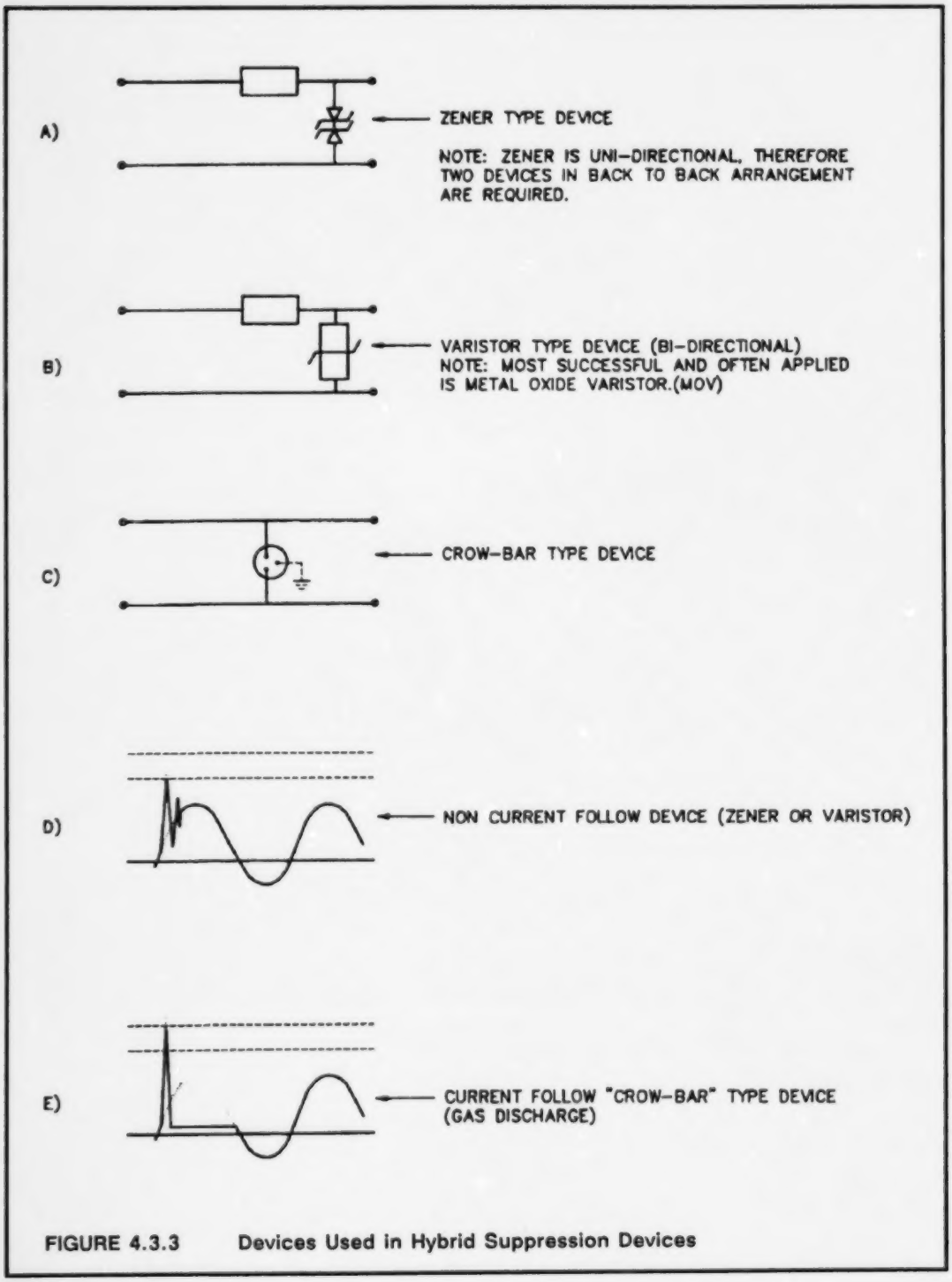


FIGURE 4.3.3 Devices Used in Hybrid Suppression Devices

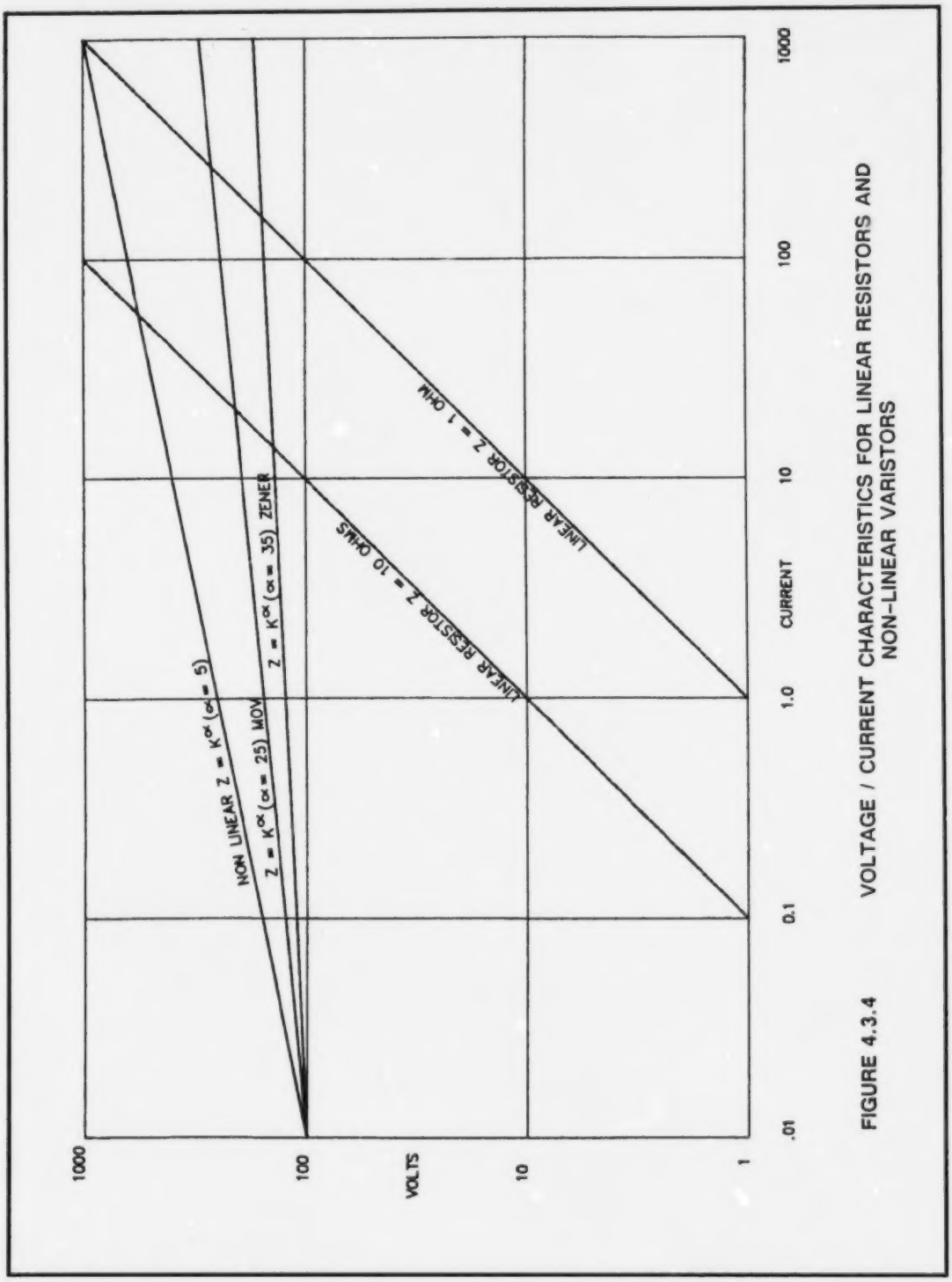


FIGURE 4.3.4 VOLTAGE / CURRENT CHARACTERISTICS FOR LINEAR RESISTORS AND NON-LINEAR VARISTORS

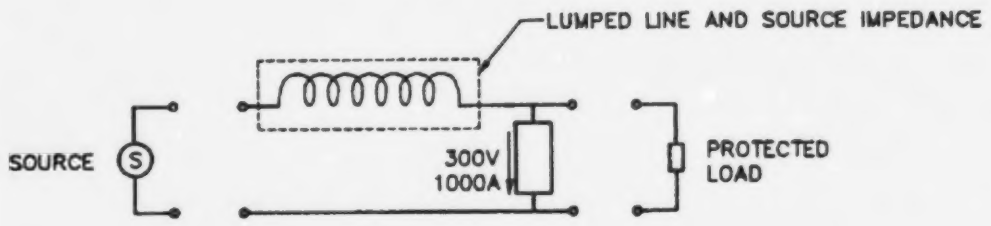
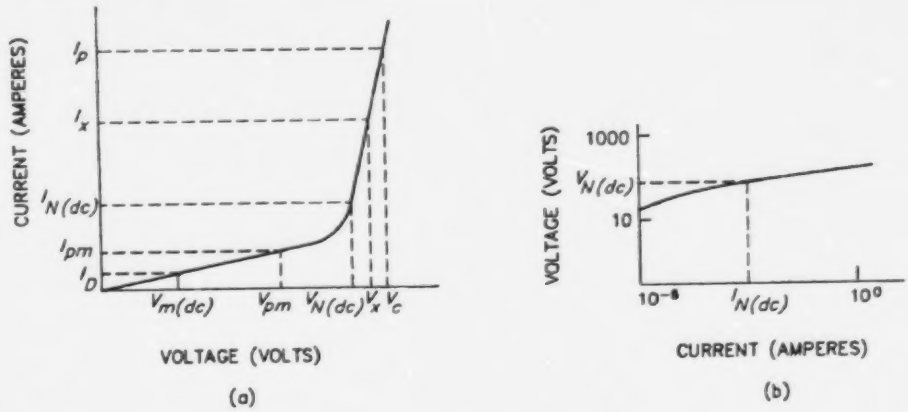
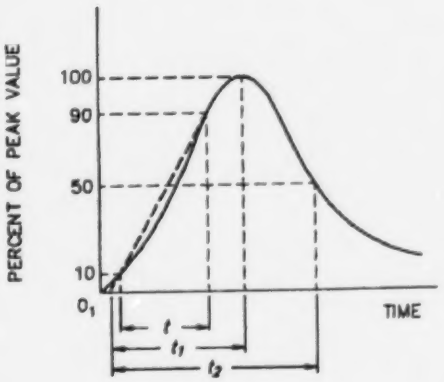


FIGURE 4.3.5 Energy Dissipation by a Suppression Device



V_x = varistor voltage at current, I_x
$V_{N(dc)}$ = nominal varistor voltage at specified current, $V_{N(dc)}$
V_c = clamping voltage of varistor at peak current, I_p
V_{pm} = maximum rating of peak applied voltage for a specified waveform
$V_{m(dc)}$ = maximum rating of dc applied voltage

FIGURE 4.3.6 Graph Illustrating Symbols and Definitions
(a) Linear Coordinates (not to scale) (b) Logarithmic Coordinates (typical)



O_1 = virtual origin of wave
t = time from 10% to 90% of peak
t_1 = virtual front time = $1.25 \cdot t$
t_2 = virtual time to half value (impulse duration)

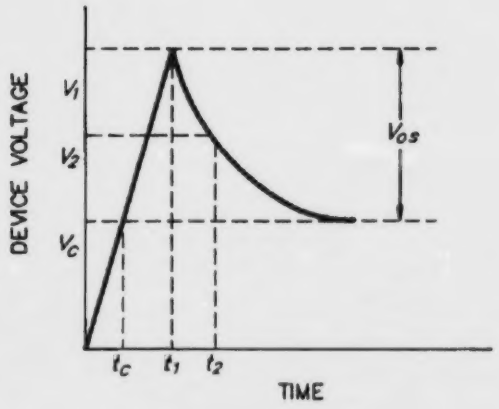
Example : For an 8/20 μs current waveform :

8 μs = t_1 = virtual front time
20 μs = t_2 = virtual time to half value

NOTES : (1) This waveform is for a current impulse. Voltage waveforms are defined differently in ANSI/IEEE Std 4–1978 (2).
(2) For details of waveform tolerances and anomalies see ANSI/IEEE Std 4–1978 (2).

FIGURE 4.3.7 Impulse Current Waveform

THESE CURVES REPRINTED FROM IEEE STD C62.33: 1982



$$V_2 = \frac{V_1 + V_C}{2}$$

V_C = THE DEVICE CLAMPING VOLTAGE FOR AN 8/20 μS CURRENT WAVE FORM
$V_{os} = V_1 - V_C$ = VOLTAGE OVERSHOOT
$t_2 - t_C$ = OVERSHOOT DURATION
t_C = THE TIME FOR THE DEVICE VOLTAGE TO REACH ITS CLAMPING VOLTAGE
t_2 = THE TIME FOR THE DEVICE VOLTAGE TO DECAY TO 50% OF ITS OVERSHOOT VALUE
t_1 = THE TIME FOR THE DEVICE VOLTAGE TO REACH ITS PEAK VALUE
$t_1 - t_C$ = RESPONSE TIME

FIGURE 4.3.8 **Graph Illustrating Voltage Overshoot, Response Time, and Overshoot Duration**

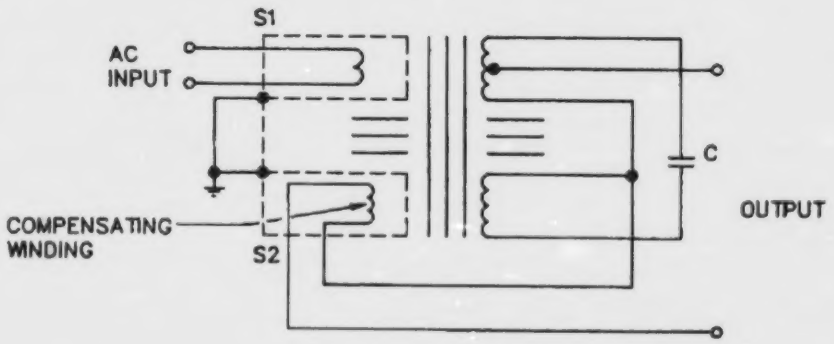


FIGURE 4.3.9 Line Conditioner
Adding Shielding to the Compensating Winding
Minimizes Common – Mode Noise Coupling

4.4 BUILDING PERFORMANCE EVALUATION DOCUMENT LIST

Documents in this series have been divided into four classes. Class A documents describe the use of documents in the other three classes. Class B is a catalogue of tests which includes an index and cross reference list. Class C documents provide an overview of the three performance areas and summarize the Class D documents in the respective area. Class D documents contain descriptions of performance attributes and detail means of assessing those attributes.

	A1	Project Manager's Guide
	A2	Property Manager's Guide
	B1	Catalogue of Tests
Overviews	C1	Environmental and Energy Performance
	C2	Functional Performance
	C3	Systems and Material Performance
Environmental and Energy Performance	D01	Pollutant Evaluation
	D02	Pollution Migration
	D03	Thermal Environment Evaluation
	D04	Global Evaluation: Energy Performance
	D05	Component Evaluation: Energy Performance
	D06	Equipment and Systems Evaluation: Energy Performance
	D07	Retrofit Evaluation: Energy Performance
	D08	Acoustic Environment Evaluation
	D09	Air Circulation Evaluation
	D10	Illumination Evaluation
	D11	Weather Data Collection
Functional Performance	D20	Record and Archive Analysis
	D21	Plan Annotation
	D22	Focused Interviews
	D23	Questionnaires
	D24	Observation
Systems and Material Performance	D30	Structural Walls and Columns: Condition Survey
	D31	Structural Slabs and Roofs: Condition Survey
	D32	Parking Garages: Condition Survey
	D33	Mechanical Systems Evaluation
	D34	Mechanical Controls Evaluation
	D35	Electrical Systems Evaluation
	D36	Airtightness And Pressure Monitoring
	D37	Measurement of Outdoor Air Supply Rate
	D38	Thermographic Inspections of Building Enclosures
	D39	Thermal Resistance Measurement
	D40	Moisture Content Inspections
	D41	Roofing Systems Evaluation

Travaux publics Canada
Services d'architecture et de génie

Public Works Canada
Architectural and Engineering Services

Série sur l'évaluation du rendement des immeubles

Évaluation des systèmes électriques

Document D35

Canada

Série sur l'évaluation
du rendement des immeubles

Évaluation des systèmes électriques

Document D35

SAG 1-4:86-44

mars 1988

Le ministre des Travaux publics ne fait aucune recommandation ou n'endosse sous quelque forme que ce soit, exprimée ou tacite, cette publication ou les programmes ou l'information qu'elle contient quant à la qualité, la commercialisabilité, l'adéquation à une fin particulière ou la capacité à produire un résultat quelconque. En aucun cas, le Ministre ou Sa Majesté la Reine du Chef du Canada, Ses employés, fonctionnaires ou agents gouvernementaux ne peuvent être tenus légalement responsables à l'égard de quiconque pour un préjudice direct, indirect ou découlant de l'utilisation de ladite publication ou des programmes ou de l'information y contenus.

Publiés par les Services d'architecture et de génie
Travaux publics Canada

Travaux publics Canada | Public Works Canada

FICHE SIGNALÉTIQUE DE DOCUMENT

1. Titre du document ÉVALUATION DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES	2. Numéro de contrôle AES/SAG 1-4:86-44
	3. Date Mars 1988
4. Auteur(s) M. Skinner	5. No de réf. du conseil
6. Chargé de projet	7. No de la collection technique D38
8. Nom et adresse de l'organisme rédacteur Division du rendement des immeubles, T.P.C. Local C-456, Édifice Sir Charles Tupper Promenade Riverside, Ottawa, Ontario, K1A 0M2 Téléphone: (613) 998-7830	9. Type de document Lignes directrices
	10. Nombre de pages 38
11. Nom et adresse de l'organisme promoteur Technologie du design, de la construction et de l'immobilier Programmes de soutien à la gestion immobilière fédérale Logement	12. No de dossier de TPC A4270-16
	13. No de projet de TPC 602055
14. Notes Toutes questions ou commentaires doivent être dirigés à l'organisme rédacteur, se référer à 8 ci-haut.	15. No de publication de ASC
	16. ISBN

17. Résumé

Ce document décrit comment évaluer les systèmes de réseaux électriques d'un bâtiment. L'on réfère les méthodes d'analyse et d'entretien à la sécurité et à l'économie. Des listes de contrôle pour les composants des systèmes électriques sont incluses. Les procédures d'examination décrivent 1) l'esai de secours de la génératrice, 2) l'essai du réseau avertisseur d'incendie, 3) les essais aux rayons infrarouges, 4) la chute de tension, et 5) les mesures du facteur de puissance. Le monitorage détaillé et spécialisé est utilisé pour vérifier la coordination du système et les phénomènes transitoires du système. Des exemples de calcul de facture d'électricité sont fournis pour illustrer les procédures communes de facturation. Les méthodes d'amélioration de l'alimentation sont discutées. Des exemples de huit systèmes et des méthodes de câblage recommandées sont incluses.

18. Diffusion Exemplaires disponibles: Centre de documentation Services d'architecture et de génie Travaux publics Canada Édifice Sir Charles Tupper Promenade Riverside Ottawa, Ontario K1A 0M2	19. Mots clés	
	20. No de catalogue du centre de documentation BP D35	21. Prix

DPW 2398 (86/09)

TABLE DES MATIÈRES

1.	**INTRODUCTION**	1
1.1	But et Objectifs	1
1.2	Information de base	1
2.	**MÉTHODOLOGIE**	2
2.1	Étape I – Évaluation préliminaire (Introduction)	2
2.1.1	Description des techniques	2
2.1.2	Démarche détaillée	2
2.2	Étape II – Techniques simples de mesure	3
2.2.1	Description des techniques	3
2.2.2	Démarche détaillée	4
2.2.2.1	Essai de la génératrice de secours	4
2.2.2.2	Essais du réseau avertisseur d'incendie	5
2.2.2.3	Essais aux rayons infrarouges	6
2.2.2.4	Chute de tension	7
2.2.2.5	Mesures du facteur de puissance	8
2.2.3	Équipement	9
2.3	Étape III – Monitorage détaillé et spécialisé	9
2.3.1	Coordination du système	9
2.3.2	Description des techniques	9
2.3.3	Phénomènes transitoires du système	9
2.3.4	Description des techniques	10
3.	**RÉFÉRENCES** – sans objet	10
4.	**ANNEXES**	11
4.1	Terme et unités standards de mesure	11
4.2	Exemple de calcul de facture d'électricité	13
4.2.1	Hydro–Québec	13
4.2.2	Réseau d'alimentation électricque de la ville de Calgary	15
4.3	Amélioration de l'alimentation	17
4.3.1	Introduction	17
4.3.2	Méthodes de câblage	17
4.3.3	Suppresseurs de transitoires	18
4.3.4	Transformateurs d'isolement	22

4.3.5	Transformateur–régulateur	*23*
4.3.6	Transformateur à ferrorésonance – régulateur	*24*
4.3.7	Conditionneur d'alimentation à convertisseur statique (et ASC) 30	*25*
4.3.8	Conditionneur d'alimentation à groupe convertisseur	*27*
4.3.9	ASC à groupe convertisseur	*29*
4.4	Liste de documents évaluant le rendement des immeubles	*38*

LISTE DES FIGURES

4.3.1	Suppresseur de transitoires	*31*
4.3.2	Suppresseur de transitoires hybridé	*31*
4.3.3	Dispositifs utilisés pour les dispositifs de suppresseurs transitoires	*32*
4.3.4	Caractéristiques tension–intensité pour résistances linéaiers et varistances non linéaires	*33*
4.3.5	Dissipation d'énergie par un dispositif de suppresseur transitoire	*34*
4.3.6	Symboles et définitions	*35*
4.3.7	Onde de courant impulsif	*35*
4.3.8	Tension de dépassement, temps de réponse et temps de dépassement	*36*
4.3.9	Conditionneur d'alimentation	*37*

1. INTRODUCTION

1.1 BUT ET OBJECTIFS

Proposer une méthode permettant de déterminer si le fonctionnement desréseaux électriques des bâtiments respecte les paramètres de conception, conformément aux exigences des documents descriptifs du projet, aux spécifications de conception, aux pratiques courantes en matière d'ingénierie ainsi qu'aux codes et normes pertinents.

1.2 INFORMATION DE BASE

Le réseau électrique d'un bâtiment assure la distribution du courant requis aux fins de l'exploitation des équipements, soit l'éclairage, les équipements de chauffage, de ventilation et de conditionnement d'air, les ascenseurs, les ordinateurs, etc. Le réseau de distribution est invisible aux occupants du bâtiment et ceux–ci ne sont d'ordinaire pas conscients de son fonctionnement sauf lorsqu'il se produit une panne de courant ou encore une panne de l'un des équipements. Pour des raisons de sécurité, seules les personnes qualifiées ont le droit d'entrer dans les salles d'équipement électrique.

Les réseaux électriques conçus, mis en service et entretenus de façon adéquate causent peu de problèmes. Toutefois, des procédures de mise en service inappropriées, un entretien inadéquat et la modification duprofil d'utilisation par le client sont des sources potentielles de problèmes.

La rédaction de ce document tient compte du fait que de telles situations existent; il est destiné à servir de guide pour les directeurs devant entreprendre l'évaluation des réseaux électriques d'un bâtiment lorsque ce dernier est déjà occupé.

Le réseau de distribution électrique comprend les éléments principaux suivants:

- l'équipement des sous–stations;
- les panneaux et les tableaux de distribution;
- les bus et les câbles d'artère;
- les sources d'alimentation de secours et l'appareillage d'interconnexion;
- les dérivations et les panneaux de dérivation;
- les centres de commande des moteurs;
- l'équipement de conditionnement d'alimentation.

Parmi les autres systèmes électriques, citons:

- les réseaux avertisseurs d'incendie et les réseaux téléphoniques

Le document décrit la procédure d'évaluation de l'installation et du fonctionnement d'un réseau électrique; on y aborde en premier lieu lesaspects liés à la collecte des données, puis les procédures de mesure et d'essai.

2. MÉTHODOLOGIE

2.1 ÉTAPE I – ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE (INTRODUCTION)

2.1.1 Description des techniques

L'évaluation d'un réseau électrique doit comprendre l'analyse des éléments suivants :

1) Les tarifs de l'électricité et la prime fixe associée à la puissance
2) Le facteur de puissance et son incidence sur les factures d'électricité

Dans le cadre de cette évaluation préliminaire, on peut analyser ces éléments par une étude des dossiers existants avant la visite du bâtiment considéré ou en tant que première étape d'une telle visite.

2.1.2 Démarche détaillée

Obtenir, auprès de la compagnie d'électricité, les tarifs d'électricité du bâtiment, et étudier les stipulations du contrat en vigueur. Déterminer à qui appartient le transformateur d'alimentationprincipal et obtenir les données relatives à la puissance et à la consommation d'énergie pour les cinq dernières années. Vérifier s'il existe des courbes horaires récentes donnant le nombre de kVA (kilovolt–ampère), de kW (kilowatt), de kW.h (Kilowatt–heure) et le facteur de puissance.

Si des données récentes de facteur de puissance ne sont pas disponibles, demander à la compagnie d'électricité de prendre des relevés sur les compteurs du bâtiment. Dans la plupart des cas, de tels relevés entraînent des frais minimes, ou bien ils peuvent être effectués gratuitement.

Il est très important de posséder une bonne compréhension des tarifs d'électricité et de la manière dont la facture est établie (voir article 4.2). La prime fixe constitue l'un des principaux éléments des tarifs d'électricité. Examiner les données de puissance et de consommation et relever le mois au cours duquel il se produit la puissance de pointe. De nombreuses compagnies d'électricité disposentd'une clause tarifaire selon laquelle la puissance de pointe, établie au cours de la période hivernale, constitue la puissance à facturer tout au long de l'année. Si la puissance de pointe se produit au cours de cette période, il importe de considérer diverses méthodes ayant pour but d'en réduire le niveau.

Si la réduction de la puissance de pointe entraîne une baisse du coût de l'électricité, elle ne provoque pas pour autant des économies d'énergie. La réduction de la puissance de pointe signifie d'ordinaire que le fonctionnement de certains équipements est repousséà une heure plus tardive; l'énergie totale consommée sur une période de 24 heures demeure donc identique. En général, la réduction de la puissance de pointe vise à abaisser le coût de l'électricité et non laqualité d'énergie consommée. Toutefois, dans certaines structures tarifaires, la prime d'énergie est liée à la prime fixe associée à la puissance; une diminution de la puissance se traduit donc par une baisse de la prime d'énergie.

D'ordinaire, les compagnies d'électricité imposent une pénalité lorsque le facteur de puissance est inférieur à 90% ou à 95%. En termes simples, le facteur de puissance se définit comme le rapport dela puissance réelle, exprimé en kW, à la puissance apparente, exprimée en kVA. La notion de facteur de puissance ne concerne que les circuits à courant alternatif (AC).

Le compteur d'électricité peut indiquer le nombre de kW.h, de kW ou dekVA ou encore le nombre de kW et de kVA. Si les valeurs de kW.h et dekW sont les seules à être mesurées, la compagnie d'électricité effectue des vérifications périodiques du facteur de puissance et elleimpose des frais additionnels lorsque la valeur de ce dernier est faible. Lorsque le nombre de kW et de kVA est mesuré, la puissance à facturer peut se fonder sur 90% du nombre de kVA. Dans ce cas, l'utilisateur est automatiquement pénalisé si le facteur de puissance est inférieur à 90%.

Liste de contrôle relative à l'évaluation préliminaire

1. Étudier plusieurs factures d'électricité; vérifier si elles ne présentent pas des erreurs et s'assurer que les rabais pertinents ont bien été appliqués.
2. Étudier les données relatives au facteur de puissance. La mesure dans laquelle le facteur de puissance doit être corrigé est fonction du tarif de l'électricité et de la manière dont la puissance à facturer est établie. Dans certains cas, il peut s'avérer utile de corriger le facteur de puissance de façon qu'il soit égal ou supérieur à 95%.
3. S'assurer que les factures d'électricité sont payées dans les délais prévus car les frais d'administration résultant du défaut de paiement à l'échéance peuvent être élevés.

2.2 ÉTAPE II – TECHNIQUES SIMPLES DE MESURE

2.2.1 Description des techniques

Aux fins de cette évaluation, on doit procéder à une analyse des documents descriptifs du projet, des dessins de l'ouvrage fini, des spécifications, des manuels d'exploitation et d'entretien ainsi que des programmes d'essai et d'entretien. On doit également aborder, avec le responsable technique du bâtiment, le fonctionnement des systèmes du bâtiment en s'attardant tout particulièrement aux aspects ayant une incidence sur le fonctionnement du réseau électrique.

Après l'étude de ces documents, il convient de procéder à une inspection des salles électriques et mécaniques principales en compagnie de l'ingénieur du bâtiment ou de l'électricien. Lors de cette inspection, on peut aborder et expliquer tout changement majeur n'apparaissant pas sur les dessins. À cette occasion, on peut vérifier les conditions environnementales générales de chaque salle électrique.

Liste de contrôle des conditions environnementales

1. Niveau de propreté.
2. Niveau d'éclairage et éclairage de secours approprié.
3. Accès aux fins de l'entretien et en cas d'urgence.
4. Présence d'éléments dangereux (canalisations d'eau, système d'extinction mouillé, etc.).

5. Systèmes appropriés de protection contre les incendies et de détection de ces derniers.
6. En ce qui a trait aux transformateurs renfermant des liquides, lesdispositions de contrôle dans le cas d'un renversement éventuel sont–elles adéquates?
7. Dans le cas de la présence de matières dangereuses (biphényles polychlorés), les équipements sont–ils marqués convenablement?
8. Le système de ventilation de la salle est–il adéquat?

Dans le cadre de l'étape II de l'évaluation, on analyse les éléments suivants:

1) Fonctionnement des sous–systèmes
2) Charge des artères et des dérivations
3) Chute de tension et équilibre des phases

On doit effectuer des essais de fonctionnement du système d'alimentation de secours et du réseau avertisseur d'incendie.

On doit effectuer des essais thermographiques aux infrarouges en certains points des tableaux et panneaux de distribution, des panneauxde dérivation et des centres de commande des moteurs.

On doit également mesurer la tension, l'intensité et le facteur de puissance en certains points des équipements précités.

Sur place, la stratégie consiste à effectuer des essais de sous–systèmes durant les périodes creuses ou les fins de semaine, de manière à ne pas interrompre les activités du client, les mesures électriques requises étant effectuées lorsque le bâtiment est occupé et est soumis à une charge de service normale.

Au besoin, on doit effectuer simultanément la mesure des charges de certains moteurs et les essais du système de chauffage, de ventilationet de conditionnement d'air.

La **SÉCURITÉ** est le facteur primordial devant être pris en considération lors de la prise de mesures d'un réseau électrique. La plupart des mesures étant effectuées lorsque le réseau est sous tension, on doit se conformer à des consignes de sécurité rigoureuses.On fera appel aux services d'un électricien accrédité et autorisé par TPC à effectuer des travaux sur le réseau pour sortir les disjoncteursde leur bâti, retirer les plaques protectrices et effectuer les mesures requises.

2.2.2 Démarche détaillée

2.2.2.1 Essai de la génératrice de secours

La génératrice de secours doit normalement être soumise à un essai hebdomadaire, conformément aux exigences du CNB (Code National du bâtiment) telles que définies dans la norme C282 de l'ACNOR (Association Canadienne de Normalisation) intitulée "Alimentation électrique de secours des bâtiments".

Dans les bâtiments équipés d'un système de commande et de contrôle de l'énergie, s'assurer que l'ordinateur dispose d'accumulateurs de secours lui permettant de

continuer à fonctionner pendant l'interruption de 10 à 15 secondes nécessaire à la mise en marche de la génératrice. Dans ce cas, on n'a pas besoin de réamorcer le système, et on empêche toute perte de contrôle des systèmes du bâtiment lors de pannes de courant de courte durée.

L'essai du réseau doit être effectué lors d'un démarrage "à froid". On doit interrompre l'alimentation normale en ouvrant le disjoncteur du circuit principal alimentant le bus de secours. Les essais du système doivent être effectués lorsque la charge est inférieure ou égale à 50% de la pleine charge nominale des génératrices pendant 30 minutes.

Avant et pendant l'essai, prendre en note les lectures de tous les appareils de mesure reliés au groupe électrogène et vérifier que les valeurs sont normales.

Liste de contrôle

1. Laps de temps entre l'interruption de l'alimentation normale et laprise en charge de la génératrice.
2. Tension de sortie de la génératrice (chaque phase).
3. Intensité de charge de la génératrice (chaque phase).
4. Fréquence, en Hertz, de la génératrice.
5. Temps de retour.
6. Temps de refroidissement.
7. Nombre d'heures de fonctionnement.

Prendre en note la pression d'huile du moteur et la température du liquide de refroidissement.

Vérifier le bon fonctionnement de tous les équipements auxiliaires tels les pompes de transfert de carburant, les pompes à liquide de refroidissement, les réfrigérants à l'huile et l'équipement de ventilation de la salle de la génératrice.

Signaler toute défectuosité.

2.2.2.2 Essais du réseau avertisseur d'incendie

Prévenir le bureau régional des incendies et les responsables du postede pompiers local de la date et de l'heure de l'essai prévu. Choisir une période pendant laquelle le bâtiment est inoccupé. Couper l'alimentation normale du réseau avertisseur d'incendie 24 heures avant l'essai, afin de vérifier que la capacité des accumulateurs de secours est conforme aux exigences du CNB et des ULC (Underwriter's Laboratory of Canada) (se reporter à la norme ULC S536–1979 "Standard for the Testing, Inspection and Maintenance of Existing Fire Alarm Systems").

Liste de contrôle des réseaux à une phase

1. Vérifier le signal de dérangement de tous les annonciateurs lorsque l'alimentation normale est coupée.
2. Vérifier le signal de dérangement lorsque la résistance terminale est débranchée ou que le circuit est ouvert.

3. Actionner un avertisseur manuel d'incendie et vérifier le fonctionnement du signal d'alarme ainsi que l'indication adéquate de la zone.
4. Répéter les étapes ci-dessus dans une autre zone.
5. S'assurer que les signaux d'alarme sont audibles dans toutes les zones.
6. S'assurer que les dispositifs magnétiques de commande de porte verrouillent et déverrouillent les portes.
7. Vérifier que la commande de la ventilation assure l'évacuation de la fumée.
8. Vérifier le signal du rappel de l'ascenseur.
9. Vérifier que les dispositifs de commande des portes de sortie fonctionnent pour permettre l'évacuation.
10. Signaler toute défectuosité.

Liste de contrôle des réseaux à deux phases

1. Vérifier le signal de dérangement à tous les annonciateurs lorsquel'alimentation normale est coupée.
2. Vérifier le signal de dérangement lorsque la résistance terminale est débranchée ou que le circuit est ouvert.
3. Actionner un avertisseur manuel d'incendie et vérifier le fonctionnement du signal d'alarme préalable ainsi que l'indicationadéquate de la zone.
4. Vérifier les zones adjacentes à celle désignée par le signal d'alarme. Dans le cas des bâtiments ayant un grand nombre d'étages, l'alarme des zones situées au-dessus et au-dessous de lazone critique doit également être déclenchée.
5. Vérifier le fonctionnement des signaux d'alerte dans les autres zones.
6. Répéter les étapes ci-dessus dans une autre zone.
7. Vérifier l'audibilité des dispositifs d'alarme dans toutes les zones.
8. S'assurer que les dispositifs magnétiques de commande de porte fonctionnent et qu'ils déverrouillent les portes sur réception d'un signal d'alerte.
9. Vérifier que la commande de la ventilation assure l'évacuation de la fumée sur réception du signal d'alerte.
10. Vérifier que les dispositifs de commande des portes de sortie fonctionnent pour permettre l'évacuation du bâtiment sur réceptiondu signal d'alerte.
11. Vérifier que le signal d'alerte dans toutes les zones devient un signal d'alarme après 5 minutes de fonctionnement en première phase. Nota: Cette exigence peut varier selon l'emplacement et la juridiction.
12. Vérifier le signal du rappel de l'ascenseur.
13. Vérifier le fonctionnement de l'enregistreur.
14. Signaler toute défectuosité.

2.2.2.3 Essais aux rayons infrarouges

Une caméra à infrarouges permet de localiser les problèmes potentiels des équipements électriques en service. Cet appareil permet de localiser rapidement les conducteurs surchargés et les connexions lâches.

Description de la technique

On doit effectuer des balayages aux infrarouges des panneaux de distribution alimentant les artères principales ainsi qu'à tout autre emplacement où l'on soupçonne l'existence

de défectuosités. Ces essais doivent être effectués après au moins 24 heures de fonctionnement normal du réseau du bâtiment.

Lorsqu'on a décelé un échauffement excessif d'un conducteur de phase, on doit mesurer l'intensité du courant de chaque phase à l'aide d'une pince ampèremétrique. Les lectures de l'ampèremètre doivent être consignées avec une photographie à infrarouge de l'équipement ainsi qu'avec la valeur de l'échauffement. À mesure que le relevé progresse, on doit établir des priorités en matière d'entretien préventif selon l'importance de l'échauffement des conducteurs.

2.2.2.4 Chute de tension

Lors des essais aux rayons infrarouges, on doit examiner la chute de tension entre le point d'alimentation et l'équipement utilisateur lorsqu'il y a surcharge des conducteurs.

Le Code canadien de l'électricité stipule que la chute de tension entre l'entrée de service et le point d'utilisation ne doit pas être supérieure à 5% et qu'elle ne doit pas dépasser 3% dans le cas des artères et des dérivations. Les effets d'une tension inférieure ou supérieure aux valeurs nominales varient, tel qu'il est expliqué ci-dessous.

Lampes à incandescence

L'intensité lumineuse et la durée de vie des lampes sont grandement affectées par une mauvaise tension d'utilisation. Une augmentation de 4% de la tension appliquée réduit la durée de vie de la lampe de 40%. Par contre, l'intensité lumineuse en est augmentée de 18%. Réciproquement, une réduction de la tension de 4% augmente la durée de vie de la lampe de 75% et réduit l'intensité lumineuse de 13%.

Lampes fluorescentes

Ces lampes fonctionnent convenablement lorsque la tension est égale à la valeur nominale $\pm$ 10%; l'intensité lumineuse est à peu près directement proportionnelle à la tension appliquée. Ainsi, une augmentation de 10% de la tension entraîne un accroissement de l'intensité lumineuse de 1%.

Nota : se reporter au document D10 'Évaluation de l'éclairage' pour obtenir plus de détails à ce sujet.

Moteurs à induction

La conception des moteurs est telle qu'ils fonctionnent convenablementlorsque la variation combinée de la tension et de la fréquence d'utilisation est limitée à $\pm$ 10%.

Plusieurs caractéristiques des moteurs sont affectées par la tension d'utilisation. Une des principales incidences d'une tension trop basse est la diminution du couple de démarrage et l'augmentation de l'échauffement à pleine charge. L'effet principal d'une tension trop élevée réside dans l'augmentation du couple et de l'intensité du courant de démarrage ainsi que dans la diminution du facteur de puissance. En général, les tensions d'utilisation supérieures aux valeurs nominales des moteurs ont des effets moins nuisibles sur la performance des moteurs que les tensions inférieures aux valeurs nominales.

2.2.2.5 Mesures du facteur de puissance

L'éclairage et les moteurs sont les principales charges caractéristiques des bâtiments industriels, et leur facteur de puissance combiné peut être supérieur à 85%.

Si une analyse des données relatives au facteur de puissance du bâtiment considéré, fournies par la compagnie d'électricité, révèle que le facteur de puissance du réseau est inférieur à 90% en charge de pointe, il convient d'effectuer une analyse du facteur de puissanceafin d'en établir la cause.

Description de la technique

Les mesures du facteur de puissance doivent s'effectuer sur une période de plusieurs jours, pendant les mois où la puissance du réseauatteint sa valeur de pointe. Les mesures du facteur de puissance sur les artères principales permettent de déterminer quelles sont les charges à l'origine du facteur de puissance réduit. On peut alors calculer la valeur en kVAr (kilovolt–Ampère réactive) requise et déterminer les conséquences économiques en fait de la période de rentabilisation.

On peut avoir recours à diverses méthodes pour corriger le facteur de puissance; une analyse technique est requise pour choisir, parmi les méthodes ci–dessous, celle qui convient le mieux à l'installation.

1. Raccorder une batterie de condensateurs à chaque charge. Cette méthode convient d'ordinaire aux charges de moteurs dont la puissance est supérieure à 20 hp, (horsepower = cheval–vapeur) lescondensateurs étant mis en circuit avec le moteur.
2. Raccorder une batterie de condensateurs statiques au panneau de distribution principal. Lorsqu'on a recours à cette méthode, la batterie de condensateurs doit être conçue en fonction d'un ensemble de conditions particulier et calibrée pour un facteur de puissance donné. Par exemple, si la charge du réseau de distribution est de 900 kVA à un facteur de puissance de 91%, et si la batterie de condensateurs est calibrée pour corriger ce facteur à 97% ou 98% dans ces conditions, la valeur corrigée d'un facteur de puissance de 88% ne sera que de 94% ou 95%.
   Le principal inconvénient de cette méthode réside dans le fait que, lors des périodes de faible charge (heures inoccupées), la batterie de condensateurs demeure en circuit, ce qui peut provoquer un facteur de puissance capacitif.
3. Utiliser un système de correction automatique du facteur de puissance (CAFP) dans lequel les condensateurs sont automatiquement mis en circuit selon la charge réelle du réseau. Cette méthode permet de corriger le facteur de puissance à 98% ou99%, quelle que soit la charge; cette méthode élimine la possibilité d'obtenir un facteur de puissance capacitif.
4. Utiliser une combinaison des méthodes 2 et 3 ci–dessus. Cette méthode fait appel à une batterie statique, conçue en fonction descharges minimales correspondant aux heures inoccupées, reliée au réseau et à un système de CAFP et permettant de mettre les condensateurs en circuit et hors circuit selon les variations de la charge durant la journée.

2.2.3 Équipement

Analyseur par balayage à infrarouge Thermovision *720
Phasemètre numérique AEMC
Pince ampèremétrique numérique HIOKI 3

* Thermovision est la marque déposée et enregistrée de la compagnie Agema Infrared Systems

2.3 ÉTAPE III – MONITORAGE DÉTAILLÉ ET SPÉCIALISÉ

2.3.1 Coordination du système

Il peut s'avérer nécessaire de reconsidérer le type de protection du réseau électrique en ce qui a trait à la coordination et aux valeurs nominales de tenue si l'une des conditions suivantes, ou encore une combinaison d'entre elles, se présente:

1. Le réseau électrique a subi d'importantes modifications.
2. L'entreprise d'électricité a modifié son réseau d'alimentation.
3. Le réseau est sujet à des pannes de courant dues au déclenchement des disjoncteurs.

Une coordination appropriée du réseau assure le fonctionnement sélectif des dispositifs de protection (disjoncteurs ou fusibles), de sorte que le dispositif situé le plus près du défaut est actionné en premier et isole le circuit défectueux du reste du réseau.

2.3.2 Description des techniques

La première étape d'une étude de coordination consiste à rassembler les données pertinentes. On doit préparer des feuilles de données afin de recueillir les données de manière logique. Il est particulièrement important de prendre les renseignements tels qu'ils apparaissent sur les plaques signalétiques des équipements et non sur les dessins de l'ouvrage fini ou sur d'autres documents.

Parmi les informations requises, citons

1. Un plan du réseau électrique présenté sous forme de schéma unifilaire, comprenant les données des plaques signalétiques des transformateurs, des disjoncteurs (y compris les réglages de déclenchement) et les données relatives au type et à la longueur de l'artère.
2. La puissance de court-circuit en MVA au point d'entrée ainsi que les impédances des transformateurs et des conducteurs du réseau.
3. Les valeurs nominales de tenue des équipements ainsi que les courbes de dommage des câbles.

À la fin de cette étape de saisie des données et des renseignements, un ingénieur électricien ou une entreprise de services en électricité spécialisée dans la coordination des réseaux peut effectuer une étude de court-circuit et de coordination.

2.3.3 Phénomènes transitoires du système

Avant l'arrivée de micro-ordinateurs dans les bureaux des bâtiments à vocation commerciale, les utilisateurs pouvaient ne pas être conscients du réseau d'alimentation

électrique dans la mesure où ils disposaient de la tension d'alimentation nominale. De nos jours, cependant, ce n'est pas toujours le cas puisque les tensions de bruit (transitoires, par exemple) acheminées aux équipements par l'intermédiaire des câbles d'alimentation ou des connexions de communication ou des réseaux locaux (LAN), peuvent perturber le fonctionnement des micro–ordinateurs.

Les transitoires résultent, à divers degrés, de la foudre, des opérations de commutation des compagnies d'électricité ainsi que du fonctionnement des équipements utilisateurs. Dans certains cas, ces bruits ne semblent avoir aucun effet sur le fonctionnement des équipements, alors que dans d'autres cas, ils peuvent en perturber le fonctionnement.

2.3.4 Description des techniques

Selon leur importance et le moment auquel ils se produisent, les transitoires peuvent provoquer des problèmes dans les ordinateurs, notamment des erreurs de lecture et d'écriture, l'accrochage de la tête de lecture–écriture, le verrouillage du système, etc.

Si l'un des problèmes ci–dessus se présente fréquemment, il convient de suivre la procédure suivante:

1) Vérifier que la dérivation alimentant la charge est correctement câblée et connectée.
2) Vérifier que les conducteurs du circuit sont accompagnés d'un conducteur isolé de mise à la masse de l'équipement et que celui–là est mis à la masse aux deux extrémités.
3) S'assurer qu'il n'y a pas plus de deux micro–ordinateurs branchés sur une seule dérivation.

Si les étapes ci–dessus ne permettent pas de corriger le problème, il faut effectuer une étude de qualité de l'alimentation à l'aide d'un analyseur de dérangement du secteur, afin de définir les niveaux de tension nominale ainsi que le type de transitoire ou de tout autre phénomène présent.

Le type d'équipement de "conditionnement de ligne" requis pour l'élimination du problème dans un bâtiment donné peut alors être déterminé, à l'aide de l'article 4.3

3. RÉFÉRENCES

Cette section est sans objet.

4. ANNEXES

4.1 Termes et unités standards de mesure

	SYMBOLE
Tension de calage – Tension de crête aux bornes de la varistance mesurée dans des conditions d'intensité de courant impulsif de crête et de forme d'onde spécifiées. Nota : la tension de crête et l'intensité du courant de crête ne coincident pas nécessairement dans le temps.	V_c
Courant nominal transitoire de crête à impulsion isolée – Courant impulsif de crête maximal pouvant être appliqué pour une impulsion isolée de 8X20 microsecondes, lorsque la tension de ligne nominale est également appliquée, sans	I_{tm}
Courants impulsifs nominaux pour la durée de vie d'un dispositif – Valeurs dépréciées de Itm pour des durées d'impulsions supérieures à celles d'une forme d'onde de 8X20 microsecondes et pour des impulsions multiples pouvant être appliquées au cours de la durée de vie nominale du	
Tension efficace nominale – Tension efficace sinusoidale maximale pouvant être appliquée en permanence.	V_m (ac)
Tension de crête nominale – Tension aux bornes de la varistance mesurée à une valeur donnée d'intensité de crête ac, IN (ac), d'une durée donnée. IN (ac) est spécifié par le fabricant de la varistance.	VN(ac)
Énergie nominale transitoire à impulsion isolé – Énergie pouvant être dissipée pour une seule impulsion d'intensité nominale maximale à une forme d'onde spécifiée, lorsque la tension efficace nominale ou la tension nominale dc est également appliquée, sans provoquer la défaillance du dispositif.	W_{tm}
Dissipation de puissance transitoire moyenne nominale – Puissance moyenne maximale pouvant être dissipée par un groupe d'impulsions survenant à l'intérieur d'un intervalle de temps donné, sans provoquer la défaillance du dispositif.	$P_{t(AV)m}$
Rapport de calage de tension (varistance) – Facteur de qualité mesurant l'efficacité de calage de la varistance et défini par les symboles V_c/V_m(ac), V_c/V_m(dc).	
Exposant non linéaire – Mesure de la non–linéarité de la varistance entre deux intensités de courants de service, I_1 et I_2, exprimée par la relation $I = kzv$, où k est une constante du dispositif, $I_1<I<I_2$, et $\alpha_{12} = \frac{\log I_2/I_1}{\log V_1/V_2}$	α(alpha)
Alimentation ac de secours – Dissipation de puissance a.c. de la varistance mesurée sous la tension efficace nominale V_m (ac)	P_d

Tension de dépassement – Excès de tension par rapport à la tension de calage du dispositif à une intensité de courant donnée, se produisant lorsqu'on applique des ondes de courant dont la durée du front virtuel est inférieure à 8 microsecondes. Cette valeur peut être exprimée en pourcentage de la tension de calage (V_C) correspondant à une onde de courant de 8X20 microsecondes.

Temps de réponse – Temps séparant le moment où l'onde est supérieure au niveau de la tension de calage (V_C) et la crête de la tension de dépassement. Aux fins de cette définition, la tension de calage est définie avec une forme d'onde de courant de 8X20 microsecondes dont l'amplitude du courant de crête est la même que celle de la forme d'onde employée pour la définition du temps de réponse.

4.2 EXEMPLE DE CALCUL DE FACTURE D'ÉLECTRICITÉ

4.2.1 Hydro-Québec

Tarif unitaire moyen (M)

Le tarif mensuel général suivant, appelé tarif M, s'applique aux contrats annuels dont la puissance à facturer minimale est égale à au moins 100 kilowatts et inférieure à 5 000 kilowatts.

3,93 $ par kilowatt de puissance à facturer, plus
0,525 $ par kilowattheure pour les 120 premières heures d'utilisation de la puissance à facturer;
0, 321 $ par kilowattheure pour les 78 000 kilowattheures suivants;
0,0223 $ ppar kilowattheure pour la consommation additionnelle.

Puissance à facturer : la puissance à facturer d'un contrat faisant l'objet du tarif M est égale à la puissance maximale durant la périodede consommation concernée, mais ne peut être inférieure à la puissancecontractuelle, laquelle est également la puissance à facturer minimale.

Lorsque, pendant l'hiver, la puissance à facturer est supérieure à 133% de la puissance contractuelle, un tel excédent est soumis à une prime d'optimisation mensuelle de 8,07 $ par kilowatt.

Puissance contractuelle au tarif M : la puissance contractuelle au tarif M ne peut pas être inférieure à 100 kilowatts.

Si l'on utilise le tarif M précité pour un bâtiment particulier, et qu'on suppose une puissance mensuelle de 555 kVA à un facteur de puissance de 90% (500 kW) ainsi qu'une consommation d'énergie de

180 000 kW.h, le calcul de la facture d'électricité s'effectue comme suit :

Prime fixe

500 kW @ 3.93 $		=	$1 965.00

Prime d'énergie

120 X 500 =	60 000 kW.h @ 0.0523	=	3 138.00
Tranche suivante	78 000 kW.h @ 0.0321	=	2 503.80
Restant	42 000 kW.h @ 0.0223	=	936.60
Total	**180 000 kw.h**	=	**8 543.40 $**

Avec ce tarif, il importe de veiller à ce que la puissance contractuelle soit déterminée correctement. Si la puissance contractuelle acceptée pour le bâtiment en cause est égale à 400 kW etsi, en un mois d'hiver, la puissance à facturer es de 570 kW, la primed'optimatisation se calcule comme suit :

400 X 1.33 = 532 W		
570 – 532 = 38 kW @ 8.07 $	=	306.66

Prime fixe

570 @ 3.93	=	2 240.10

Prime d'énergie

120 X 570 =	68 400 kW.h @ 0.0523	=	3 577.32
Tranche suivante	78 000 kW.h @ 0.0321	=	2 503.80
Restant	33 600 kW.h @ 0.0223	=	749.28
Total	**180 000 kW.h**	=	**9 377.16 $**

4.2.2 Réseau d'alimentation électrique de la ville de Calgary

Tarif unitaire de service général

À l'intérieur des limites de distribution du réseau d'alimentation de la ville de Calgary, lorsque la consommation d'énergie est supérieure à 5 000 kW.h par mois.

Énergie

Première tranche de	2 500 kW.h	
Tranche suivante # de	100 kW.h par kVA	par mois @ $ 0.0847 par kW.h
Tranche suivante # de	100 kW.h par kVA	par mois @ $ 0.0455 par kW.h
Tranche suivante de	100 000 kW.h	par mois @ $ 0.0307 par kW.h
Restant	kW.h	par mois @ $ 0.0238 par kW.h

Nota: On obtient le nombre de kW.h de cette tranche en multipliant par 100 la valeur en kVA de la puissance à facturer.

Puissance

La puissance à facturer normale est égale au plus élevé des montants suivants:

(a) La valeur en kVA de la puissance de pointe de l'hiver précédent, la puissance de pointe hivernale étant la puissance la plus élevée au cours des mois consécutifs de novembre, décembre, janvier et février de l'hiver précédent, ou durant une période plus courte, déterminée par le directeur général de temps en temps pour cette classe de service, et justifiée par les caractéristiques de charge du réseau de la compagnie d'électricité. La valeur de puissance ainsi établie s'appliquera aux douze mois suivants, à commencer par la factu.e d'électricitéde février.

(b) La puissance maximale en kVA relevée depuis la remise à zéro de l'indicateur de maximum au mois de novembre précédent, ou

(c) Une valeur minimale de 25 kVA ou une valeur supérieure stipulée dans les conditions de service de la compagnie d'électricité.

Prime minimale : 7.19 $ par mois par kVA de puissance à facturer, sauf stipulation contraire.

Si l'on utilise le tarif précité et qu'on suppose les mêmes chiffres de consommation d'énergie mensuelle que dans l'exemple d'Hydro–Québec (555 kVA à un facteur de puissance de 90% (500 kW) et une consommation d'énergie de 180000kW.h), le calcul de la facture d'électricité s'effectue comme suit :

Prime fixe

555 kVA @ 7.19		=	$3 990.45

Prime d'énergie

Première tranche de	2 500 kW.h	@ 0.0958	=	239.50
Tranche suivante de 100 X 555 =	55 500 kW.h	@ 0.0847	=	4 700.85
Tranche suivante de 100 X 555 =	55 500 kW.h	@ 0.0455	=	2 525.25
Restant =	66 500 kW.h	@ 0.0307	=	2 041.55
Total	**180 000 kW.h**		=	**$13 497.60**

4.3 AMÉLIORATION DE L'ALIMENTATION

4.3.1 Introduction

Cette annexe décrit les six catégories d'équipements disponibles destinés à l'amélioration de l'alimentation.

- Suppresseur de transitoires
- Transformateur d'isolement
- Transformateur–régulateur
- Tranformateur à ferrorésonance – régulateur
- Conditionneur d'alimentation à convertisseur statique
- Conditionneur d'alimentation à groupe convertisseur

Les appareils appartenant aux deux dernières catégories peuvent être équipés d'une batterie d'accumulateurs à courant direct (DC) assurant l'alimentation de secours, ce qui porte à huit le nombre de catégories d'équipements d'amélioration de l'alimentation.

L'alimentation de secours produite sur place par des génératrices entraînées par moteur est spécifiquement exclue de l'évaluation et de la tarification. Il est considéré que l'amélioration offerte par ce type d'alimentation de secours est commune à tous les dispositifs d'amélioration.

Bien qu'elles ne se classent pas parmi les dispositifs d'amélioration de l'alimentation, les méthodes de câblage sont abordées ci–dessous, et certaines recommandations sont formulées à cet égard. Il est considéré que le recours aux méthodes de câblage les plus appropriées est une condition de base pour l'obtention d'une qualité d'alimentation acceptable.

4.3.2 Méthodes de câblage

.1 Les méthodes de câblage des équipements de traitement électroniquedes données ayant fait l'objet d'un nombre considérable d'articleset de commentaires, on pourrait penser qu'il est superflu d'aborder à nouveau ce sujet.

Toutefois, il serait inapproprié de recommander certaines dépensesdestinées à l'acquisition d'équipements d'amélioration de l'alimentation si ces derniers ainsi que les équipements de traitement électronique des données étaient reliés à un réseau de câblage non conforme aux normes en vigueur.

.2 C'est bien connu que l'équipement de traitement des données est à l'origine de plusieurs des problèmes de puissance à cause des lignes, mais cependant le système de distribution de câbles ne doit pas amplifier ces problèmes inutilement.

.3 Règles pour les connections par câble

Deux concepts fondamentaux et intimement reliés:

- Minimiser la ligne et la source de l'impédance connaissant les majeures fréquences de la charge de courant produite par l'équipement

- Minimiser la résistance et la réactante transitoire du conducteur connectant la mise à terre (ground) de l'enveloppe des équipements de traitement des données à la mise à terre (ground) de référence d'un bâtiment commun et au point commun de mise à terre (ground) du système d'alimentation.

Quelques règles à suivre pour réaliser ces concepts sont:

- Pour des charges concentrées ou regroupées, localiser le panneau de connection aussi près que possible de la charge;
- Utiliser un conducteur connecteur séparé et isolé dans le conduit avec les conducteurs du circuit et l'unir à l'enveloppede la boîte ou du panneau;
- Pour le cas de 4 câbles servant 3 phases et de 3 câbles servant 2 phases (câbles couvrant la totalité du circuit) aux charges à unique phase, utiliser des câbles neutres séparés pour chacun des circuits;
- Design les câbles en se referant à la chute de voltage au lieu d'utiliser les limites thermales. Surestimer les câbles par 100%, en se basant sur les valeurs publiées des fabricants. Ne jamais connecter plus de 2 ordinateurs sur le même circuit;
- S'assurer de la qualité des joints.

4.3.3 Suppresseurs de transitoires

Concept

Le **principe fondamental** pour la protection d'un suppresseur transitoire demande la présence d'une impédance borné au transitoire entre la source et la charge.

Le suppresseur, lequel possède les éléments fonctionnels du circuit dérivé connecté sur la ligne doit être localisé le plus près possible de la charge.

Le dispositif de suppreseur est sensible au voltage mais d'une façon non–linéaire; ce qui explique qu'à une certaine valeur nominale de voltage un circuit conducteur devient un circuit ouvert.

Une fois le circuit dérivé du dispositif de suppresseur commence à conduire le courant, il se produit une chute brute du voltage et une perte d'énergie à travers l'impédance transitoire borné de la ligne (et de la source).

Pour une bonne sélection du suppresseur, la valeur du voltage de l'équipement protégé sera dans les limites de ces capabilités comme lalocation le sera de l'énergie contenue.

La figure 4.3.1 illustre ce principe.

Le concept de **coordination et de protection** à l'application des suppresseurs transitoires doit être compris. Un suppresseur transitoire offre la capabilité de manipuler une certaines quantité d'énergie.

Une fois qu'il commence à conduire l'énergie nécessaire à être dissipée par le dispositif, il doit demeurer dans ces limites de capabilité.

Pour les transitoires qui dans d'autres cas dépasseront cette capabilité, il doit exister une ligne suffisante d'impédance pour dissiper l'énergie. Dans le cas où l'énergie ne peut être dissipée dans le dispositif et sur la ligne, le niveau résultant de voltage maintenu à la "source" doit fonctionner de façon à décharger à traversle suppresseur ou le dispositif de stoppage (sorte de paratonnerre) localisé à cet endroit.

Dans le cas ou la source et les portions de ligne ne peuvent être reliées au dispositif du circuit dérivé à partir de tous les niveaux du transitoire, le suppresseur doit être désigné à être son seul protecteur à ce moment précis.

Les résultats causés par le suppresseur hybride consistent en plusieurs éléments.

Le suppresseur transitoire **hybridé** consite en trois éléments de base (se referer à la figure 4.3.2).

Le dispositif de type A connecté au circuit dérivé le plus près de la charge est un dispositif du bridage à haute réponse avec une caractéristique non-linéaire du ratio V/I. L'échange est généralementplus basse lorsqu'il s'agit de la capabilité de manipulation de l'énergie à vitesse élevée. Les temps de réponse sont généralement del'ordre de 5 à 50 nanosecondes (quelques dispositifs répondent en quelques picosecondes).

Le dispositif de type B est un dispositif à puissance nominale ou à intensité nominale plus élevée, qui conduit le courant à une tension plus élevée que le dispositif A. Le dispositif B peut être à montage crowbar ou à "calage".

Le dispositif C est un dispositif à impédance série qui agit à une fréquence transitoire élevée en provoquant une interaction de protection coordonnée entre le dispositif A et le dispositif B, tel qu'il a été expliqué plus haut.

Les **types de dispositifs** employés dans les systèmes de suppression hybrides peuvent être classés dans l'une des catégories générales suivantes : "Zener", "Varistance", "Crowbar" – voir la figure 4.3.3

Type "Zener"

Le terme "Zener" est employé ici pour décrire une caractéristique particulière. Le modèle original de ce dispositif est la diode Zener.

Les caractéristiques propres au type "Zener" sont les suivantes :

- Rapport de calage de tension très faible et coefficient alpha élevé.
- Gamme de tensions allant jusqu'à 200 V (crête)
- Action très rapide
- Il ne s'agit pas d'un dispositif suiveur de courant (nota 1)
- Énergie nominale relativement faible : environ 2 J ou moins; toutefois, de nouveaux dispositifs à caractéristiques nominales plus élevées sont en cours de mise au point (nota 2).

Types "varistance"

Il s'agit d'ordinaire de varistances à oxyde métallique, dont les principaux fabricants sont General Electric et Siemens.

Les caractéristiques propres au type "varistance" sont les suivantes:

- Rapport de calage de tension faible
- Gamme de tensions allant jusqu'à 1 200 V (crête)
- Action rapide, mais intrinsèquement moins rapide que le type "Zener"
- Il ne s'agit pas d'un dispositif suiveur de courant (nota 1).
- Énergie nominale de 50 J (nota 2).

Types "Crowbar"

Il s'agit de limitateurs de tension très répandus, qui sont d'ordinaire à décharge gazeuse.

Les caractéristiques propres à ce type de dispositif sont les suivantes:

- Valeur spécifique de calage ou de tension continue anodique baséesur une tension d'amorçage déterminée.
- Il s'agit d'un dispositif suiveur de courant (nota 1).
- Intensité admissible de courant élevée – 20 000 A (courte durée) – la dissipation de l'énergie s'effectue ailleurs.

NOTA 1 : L'expression "dispositif suiveur de courant" se rapporte afait , que lorsque la conduction commence, ou lorsque le claquage se produit, le courant d'intensité élevée continue à circuler jusqu'à ce que la tension à la fréquence normale soit égale à zéro.

Ce type d'action engendre d'autres transitoires dans le circuit, dont l'importance dépend des constantes du circuit de la nature des transitoires.

Le dispositif "non suiveur de courant" fonctionne selon sa caractéristique V/I, et permet à la tension et à l'intensité du courant de revenir à leur valeur de fréquence normale, sauf si le courant est interrompu en amont par le dispositifà montage crowbar.

NOTA 2 : Les valeurs de l'énergie nominale indiquées représentent desordres de grandeur d'une impulsion isolée.

Considérons le circuit représenté à la figure 4.3.5 et l'onde de 8X20 microsecondes conforme à la norme IEEE.

L'énergie de l'onde dissipée par une impulsion de cette forme est égale à:

$0.9\ V_c\ I_p\ T$

où V_c est la tension de calage
I_p est l'intensité du courant de crête
T est le temps requis pour atteindre la valeur I_p, soit le temps virtuel jusqu'à la mi-valeur. $\frac{}{2}$

Le dispositif de suppression (qui n'est pas un dispositif suiveur de courant) présente les caractéristiques nominales suivantes:

Intensité de crête de l'impulsion	1 000 A
Tension de calage	300 V

Par définition, l'énergie de l'onde dissipée dans le dispositif soumis à l'onde 8X20 µs est égale à

$$W_{tm} = 0.9 \times 300V \times 1000A \times 20 \times 10^{-6} \text{ sec.}$$
$$= 5,4 \text{ J}$$

Application

La rédaction et le déchiffrage des spécifications relatives aux suppresseurs en dérivation sont rendus plus complexes par le fait que les fabricants n'évaluent ni ne décrivent leurs produits par rapport àune norme.

Il en est ainsi parce que les dispositifs de suppression ont été mis au point et employés pour des applications spécifiques avant l'existence d'aucune norme.

Les normes établies récemment sont :

IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) C62.33–1982 – "Standard test specifications for Varistor Surge – Protective Devices"

et

ANSI (American National Standards Institute)/IEEE C62.41–1980 (anciennement IEEE 587–1980) "Guide for Surge Voltages in low Voltage AC Power Circuits", doivent être clairement cité dans lesspécifications, et toutes les définitions pertinentes doivent être incluses.

En outre, chaque critère de fonctionnement spécifié doit être identifié sur les schémas telles les figures 4.3.6, 4.3.7 et 4.3.8.

Efficacité

Les dispositifs choisis de manière appropriée réduisent les impulsionsdans les limites fixées par les fabricants d'équipements de traitement électronique des données avec une efficacité évaluée à 100%.

Efficacité nulle pour tous les autres types de perturbations.

Coûts

Pour une prise simple ou une barre à prises multiples et une charge maximale de 600 VA :

Coût moyen approximatif :	180	$
	300	$ kVA

Pour un dispositif triphasé monté sur panneau et une charge hypothétique du 7,5 kV :

Coût approximatif du dispositif :	1 100	$
	125	$/kVA

4.3.4 Transformateurs d'isolement

Concept

Le transformateur d'isolement fait appel à un enrobage de feuilles de matériau conducteur magnétique entre les enroulements, de façon à conduire les charges électrostatiques et les courants capacitifs à la masse. De tels courants risqueraient en effet de circuler entre les enroulements par couplage capacitif.

Ce blindage contre les points de tension réduit le couplage en mode commun par un facteur de 300 à 1 ou 50 dB.

Un blindage double peut réduire le couplage de 146 dB. Un appareil muni d'un tel blindage est appelé "transformateur d'ultra-isolement".

Il convient de noter qu'un transformateur triphasé normal connecté entriangle-étoile supprime la plupart des composantes harmoniques de troisième ordre ainsi que leurs multiples d'ordres supérieurs.

NOTA : Le transformateur d'isolement ne supprime pas les bruits transversaux; un certain affaiblissement se produit aux fréquences se situant entre 4000Hz et 10000 Hz.

Application

La plupart des équipements informatiques et de communication étant plus sensibles aux bruits en mode commun qu'aux bruits transversaux, l'emploi d'un transformateur d'isolement est recommandé pour de nombreuses applications.

Dans la plupart des édifices modernes, des transformateurs abaisseurs triphasés sont prévus pour réduire la tension du niveau de distribution de 600V au niveau d'utilisation de 120/208 V.

L'adjonction d'un blindage d'isolement destiné à supprimer les bruits en mode commun sur tout le spectre de fréquences permet d'améliorer larentabilité.

Coûts

Pour une charge nominale de 15 kVA et un transformateur d'une puissance de 30kVA

Coût approximatif du transformateur :	1 600	$
Coût pour une charge de 15 kVA :	107	$/kVA

Très souvent, un transformateur est requis de toute façon. Dans ce cas, le coût de l'amélioration considérée est le coût différentiel.

Coût de l'amélioration:	500	$
(surdimensionnement)	300	$ (blindage)
	800	$ (total)
	53	$/kVA

Pour des réseaux de distribution spéciaux, l'appareil est offert avec plusieurs options :

Protection contre les surtensions au primaire et au secondaire :	1 000	$
Alarme, indicateur d'état et arrêt par disjoncteur en dérivation :	1 000	$
Coût différentiel total (charge de 15 kVA) :	2 800	$
	185	$/kVA

4.3.5 Transformateur-régulateur

Concept

Il peut s'agir d'un transformateur à deux enroulements ou d'un autotransformateur.

Cet appareil a recours à la détection de la tension d'entrée ou de la tension de sortie et au réglage par rétroaction pour actionner des commutateurs de changement de prises à thyristor ultra-rapide.

La commutation s'effectue toujours lorsque l'intensité du courant est égale zéro.

Triphasé ou monophasé.

Application

Lorsque la régulation est mauvaise ou lorsque les pointes et les fléchissements de tension sont inacceptables. (Les surtensions et lessous-tensions allant de cycle à 30 cycles).

Critères devant être considérés pour les spécifications et le choix.

- Régulation de la tension de sortie (plage de tensions) en fonction des paramètres suivants :
  - plage de tensions d'entrée
  - besoin ou non d'un isolement électrique entre le primaire et le secondaire
  - rendement (plus élevé que celui des transformateurs à ferrorésonance)
  - compatibilité avec la charge – s'assurer que la constante du temps de réponse de commutation n'est pas la même que celle del'alimentation électrique stabilisée à l'entrée des équipements de traitement électronique des données.

En principe, la plupart des bureaux modernes ne devraient pas souffrirde problèmes de régulation inadéquate en régime permanent.

De plus, les fléchissements et les pointes de tension causés par la mise en marche d'équipements de grande puissance, le courant résiduel de décharge des parafoudres et les courants de défaut du système d'alimentation peuvent être corrigés.

Ces appareils ont une efficacité optimale lorsqu'ils sont placés le plus près possible de la charge.

- Ils ne sont pas efficaces en matière de réduction du bruit transversal et d'affaiblissement des impulsions.

Coûts

Les coûts présentés sont basés sur un petit appareil monophasé logé dans une armoire et comprennent l'installation.

Gamme de coûts (0,2 à 2 kVA)	1 100	à 3 000 $
2 kVA, surdimensionnement 100%	300	$ par kVA
Pour la suppression de pointes de tension transitoires, ajouter	300	$ par appareil
Coût moyen total :	600	$ par kVA

Pour les appareils triphasés de grande puissance et complètement équipés:

10 kVA	730	$ par kVA
150 kVA	330	$ par kVA

4.3.6 Transformateur À ferrorésonance – régulateur

Concept

Cet appareil a recours à des enroulements primaires, secondaires et decompensation disposés sur un noyau en acier. dont la configuration estconçue pour le fonctionnement dans la région saturée de la courbe B–H,et maintient à un niveau raisonnablement bas la distorsion de l'onde sinusoëdale de la tension de sortie.

Cet appareil a aussi recours à un condensateur dans la connexion de l'enroulement de sortie pour résonner avec l'inductance de l'enroulement.

Requiert un filtrage de sortie pour produire une onde sinusoëdale de sortie ayant une distorsion harmonique totale de 3% ou moins.

Le transformateur à ferrorésonance cause un certain affaiblissement des bruits en mode normal et l'adjonction d'un blindage entre les enroulements contribue également à l'affaiblissement des bruits en mode commun.

Avantages

Bonne qualité de régulation; bon affaiblissement de bruit; pas de commutation à thyristor.

Inconvénients

Faible rendement (85% à pleine charge); distorsion accrue lorsque la charge est faible; tension de sortie dépendant de la fréquence (un déplacement de fréquence de 1% produit une variation de tension de 1,5%); pas de réponse aux changements causés par des charges de démarrage élevées.

Se reporter au schéma de la figure 4.3.9.

Application

Lorsque la régulation est mauvaise, ou lorsque les pointes les fléchissements et les impulsions de tension sont inacceptables.

Affaiblit les impulsions et les bruits en mode normal dans la bande comprise entre 1 kHz et 1 MHz.

Dispositif statique de conditionnement de ligne très approprié grâce àl'adjonction d'un blindage entre les enroulements et entre les enroulements primaires et le boîtier.

Pour usage dans les appareils de distribution de l'alimentation électrique des salles d'ordinateurs, dans le cas où les sous–tensions (à l'extérieur de la gamme de régulation) prolongées ne sont pas considérées comme problématiques.

Convient également comme transformateur abaisseur au centre de distribution alimentant l'équipement de traitement.

NOTA: Peut ne pas convenir lorsque l'alimentation provient d'un groupe électrogène de secours dont la régulation de fréquence est mauvaise.

De plus, doit être considéré comme une source d'impédance relativement élevée, peu sensible aux charges élevées de démarrage et susceptible d'interactions indésirables avec les sources d'alimentation à découpage.

Coûts

Considéré efficace pour une gamme de puissances comprises entre 15kVAet 150kVA.

Les coûts présentés incluent le matériel et l'installation.

Gamme de coûts :	3 kVA	1 500	$/kVA
	15 kVA	1 000	$
	*30 kVA	650	$
	150 kVA	500	$
*Pour une charge de 15 kVA :		1 300	$/kVA

Le coût de ce type d'équipement de conditionnement de ligne est d'ordinaire inférieur à 50% de celui d'un thyristor/onduleur.

4.3.7 Conditionneur d'alimentation à convertisseur statique (et ASC)

Concept

Le conditionneur d'alimentation à convertisseur statique a recours à un redresseur à semiconducteurs pour l'alimentation de la barre omnibus c.c. à partir du réseau principal d'alimentation c.a., un onduleur à transistor ou à thyristor et un filtre de sortie servant à recréer l'onde sinusoëdale de sortie de 60 Hz devant être débitée à lacharge.

L'onduleur à thyristor est soumis à une commutation forcée par modulation d'impulsions en durée ou d'ondes en paliers. L'onduleur à transistor est commuté plus facilement.

Le type à modulation d'impulsions en durée engendre une sortie requérant un filtrage peu important, alors que les appareils à ondes en paliers requièrent un filtrage de sortie plus complet.

L'augmentation du nombre de paliers (les branches de thyristor) diminue la dimension requise pour le filtre de sortie.

Exemple : Un onduleur à 12 éléments pour 6 branches requiert un filtre de sortie de grande dimension.

Un onduleur à 24 éléments (chaque élément ayant des exigences moindres en matière de puissance nominale pour engendrer 12 branches) requiert un filtre de sortie beaucoup plus petit.

NOTA : Cette dernière conception fait appel à une technologieplus récente, mais requiert plus de circuits de commande logiques et une commande de commutation forcée.

L'emploi de plusieurs transistors de puissance en parallèle atténue ce problème, les exigences relatives à la commande étant alors moins critiques.

Application

Convient à toutes les applications requérant un dispositif de conditionnement de ligne à transformateur à ferrorésonance–régulateur et lorsque la charge alimentée requiert que l'alimentation électrique soit mieux adaptée aux charges de démarrage.

Devrait être employé dans le cas du retour automatique (mise en dérivation) à la source normale en cas de panne de l'onduleur; la sortie est transférée directement au réseau principal par l'intermédiaire d'un dispositif de transfert à semiconducteurs à haute vitesse.

Le redresseeur/onduleur et le dispositif de dérivation, qui font appelaux semiconducteurs, sont sensibles aux bruits.

Par exemple, une valeur élevée de dv/dt lors de transitoires de tension à temps de montée court peut causer la conduction des dispositifs à semiconducteurs et causer des dégâts.

Ce type d'équipement de conditionnement doit donc être équipé de suppresseurs de transitoires adéquats au niveau de l'entrée.

Envisager également le filtrage à l'entrée afin de réduire les harmoniques réfléchis vers la source.

Avantages : Procure un degré élevé d'isolement des bruits transversaux et en mode commun; sensible aux variations brusques de la charge.

Inconvénients : Coût élevé par rapport à celui d'autres types de conditionneurs de ligne. Taux de défaillance élevé compte tenu du grand nombre de composants requis par la commande logique relativement complexe (MTBF d'envrion 15 000 heures). (Un taux de défaillance élevé requiert d'ordinaire la redondance de dispositifs ou le "surdimensionnement", qui se traduit par des coûts plus importants.)

NOTA : L'application la plus répandue et la plus utile est celle d'une ASC statique équipée d'une batterie d'accumulateurs de secours destinée à alimenter la barre omnibus c.c. en cas de panne de courant.

Employer une ASC lorsque les pannes de courant d'une duréede plus de 0,5 seconde sont inacceptables.

Coûts

Les coûts présentés incluent le matériel et l'installation.

Gamme de coûts:	monophasé 10 kVA	1 800	$/kVA
	triphasé 45 kVA	1 300	$/kVA
	triphasé 75 à 150 kVA	800	$/kVA

Surdimensionnement de 100% pour une charge de 20 à 25 kVA à 2 600$ par unité de kVA.

Avec l'adjonction d'une batterie d'accumulateurs de 5 minutes pour assurer une alimentation sans coupure :

triphasé 30 kVA	2 000	$/kVA
500 kVA	700	$/kVA

4.3.8 Conditionneur d'alimentation à groupe convertisseur

Concept

Le conditionneur le plus pratique et le plus répandu a recours à un moteur à induction à faible glissement et dont l'arbre est couplé à unalternateur. Il est équipé d'un volant destiné à accroître l'énergie stockée en cas d'une panne d'alimentation électrique.

Lorsque l'ensemble moteur–génératrice (ou groupe convertisseur) n'est plus alimenté en courant, la vitesse/fréquence diminue linéairement, tandis que la tension de sortie peut être maintenue à sa valeur avec une marge de 3%.

Le temps minimal pendant lequel la fréquence tombe à 59,5 Hz ou à une fréquence acceptable pour la charge est d'ordinaire de 300 ms; 500 ms serait une valeur plus adéquate.

Ce concept est utilisé du fait qu'une forte proportion des réductions de puissance touchant l'équipement de traitement électronique des données est constituée par des chutes ou des fléchissements de tensioncausés par des défauts du réseau. Ce type de conditionneur permet également un isolement complet de tout bruit entre l'entrée et la sortie.

Application

Constitue le moyen le plus efficace pour l'amélioration de l'alimentation; élimine toutes les perturbations de ligne, à l'exception des pannes d'alimentation d'une durée supérieure à 300 ou 500 ms.

Peut être employé pour l'abaissement de la tension de distribution (600 V, triphasé) à la tension de sortie 120/208 V triphasé 4 fils.

Dans cette configuration, requiert un transformateur pour la dérivation de maintenance.

Peut être installé sur le plancher de la salle d'ordinateurs; il faut le placer dans une enceinte spéciale pour réduire le bruit au minimum.

La dimension du volant et la capacité de fonctionner par inertie doivent être adaptées aux exigences de la charge.

Un accroissement du temps de fonctionnement par inertie augmente le coût initial et diminue le rendement.

Doit être équipé d'une dérivation manuelle totale vers le secteur aux fins d'entretien.

Avantages : Coût relativement peu élevé; isolement à 100% des bruits et transitoires de ligne; augmentation de l'énergie stockée et du temps de fonctionnement par inertie. Taux de défaillance beaucoup moins élevé que celui du convertisseur statique équivalent, soit normalement de 50 000 à 100000 heures.

Inconvénients : Dispositif bruyant s'il n'est pas installé dans une enceinte spéciale; impédance de la "source" relativement faible, considérée du point de vue de la charge (six fois plus élevée que celle du transformateur équivalent).

Peut requérir un surdimensionnement de 100% pour corriger ce problème.

Temps de réparation longs, requérant une dérivation d'entretien directement vers le secteur.

Coûts

Les coûts présentés comprennent le matériel et l'installation ainsi que la dérivation manuelle d'entretien (ligne de 600 V).

Gamme de coûts:	15 kVA	1 300	$/kVA
	30 kVA	1 000	$/kVA
	75 kVA	650	$/kVA
	150 kVA	570	$/kVA
	500 kVA	350	$/kVA
Pour un surdimensionnement de 100%:			
	15 kVA	2 000	$/kVA
	30 kVA	1 400	$/kVA
	75 kVA	1 150	$/kVA

4.3.9 ASC à groupe convertisseur

Concept

Il s'agit d'une combinaison du groupe convertisseur et d'une ASC statique permettant d'utiliser l'énergie stockée fournie par une batterie d'accumulateurs dans le cas de pannes prolongées de l'alimentation électrique.

Ce système conserve l'aspect simple et naturel de la régulation de la vitesse des moteurs à induction à faible glissement tout en bénéficiant de tous les avantages de l'onduleur.

L'onduleur de type à onde rectangulaire fonctionnant avec le moteur à induction est commuté par le réseau, est d'ordinaire monté en parallèle avec le secteur et fournit environ 10% de l'énergie.

Le redresseur relié à l'onduleur au moyen de la barre omnibus dc est du type à diode statique, sans réglage de phase; par conséquent, aucun harmonique n'est introduit dans le réseau principal par l'entrée.

En cas d'une panne de courant, la batterie d'accumulateurs est connectée à la barre omnibus dc par un contacteur. Cela se fait durant le temps de fonctionnement dû à l'inertie du volant faisant partie du groupe convertisseur.

Application

Pour les charges extrêmement critiques requérant une protection contreles pannes de courant de longue durée.

Lorsque la puissance est moins élevée (jusqu'à 75 kVA), on peut installer le groupe convertisseur sur le plancher de la salle d'ordinateurs afin de réduire au minimum les chutes de tension en dérivation. Requiert d'ordinaire une armoire ou enceinte acoustique. Les batteries de cinq minutes peuvent être des batteries de piles à électrolyte gélifié et être montées à proximité de l'appareil.

Devrait être pourvu d'une dérivation d'entretien totale vers le secteur.

Avantages : Protection contre les pannes de courant de longue durée; isolement à 100% de tous les transitoires et bruits de ligne; taux de défaillance relativement peu élevé – MTBF supérieure à 50 000 heures (machine) (Pour qu'une interruption du service se produise, il faut que l'alimentation de l'onduleur et l'alimentation principale tombent en panne simultanément.)

Inconvénients : Coût relativement élevé; dispositif bruyant en l'absence d'une enceinte spéciale; impédance de la source relativement faible, considérée du point de vue de la charge (six fois plus élevé que celle du transformateur équivalent); le surdimensionnement peut être nécessaire pour corriger ce problème; temps de réparation longs requérant l'alimentati directe par le secteur au moyen de la dérivation d'entretien.

Coûts

Les coûts présentés incluent le matériel et l'installation, y compris la dérivation d'entretien 600 V.

Gamme de coûts – batterie de cinq minutes

15 kVA	6 950	$/kVA
40 kVA	3 200	$/kVA
500 kVA	1 000	$/kVA

Nota: les renseignements figurant dans la section 4.3 proviennent d'une étude portan sur la qualité des lignes de transport d'énergie effectuée par Wood Banani & Associés Ltée pour le compte de Travaux publics Canada.

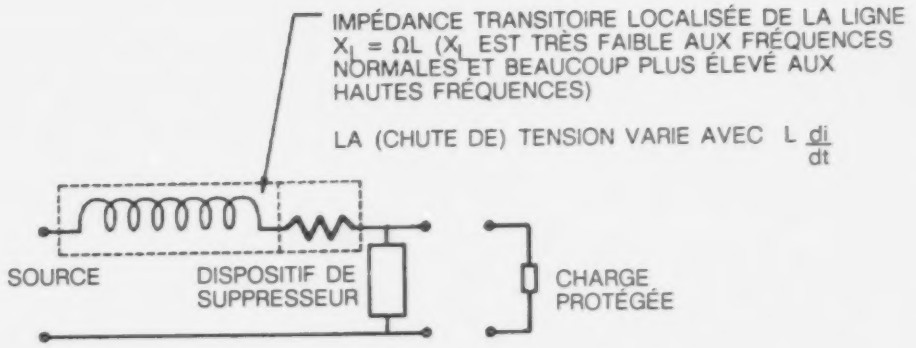


FIGURE 4.3.1 Suppresseur de transitoires

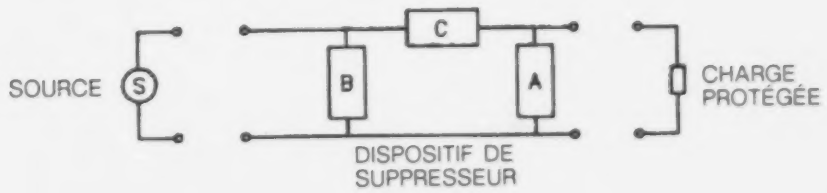


FIGURE 4.3.2 Suppresseur de transitoires hybridé

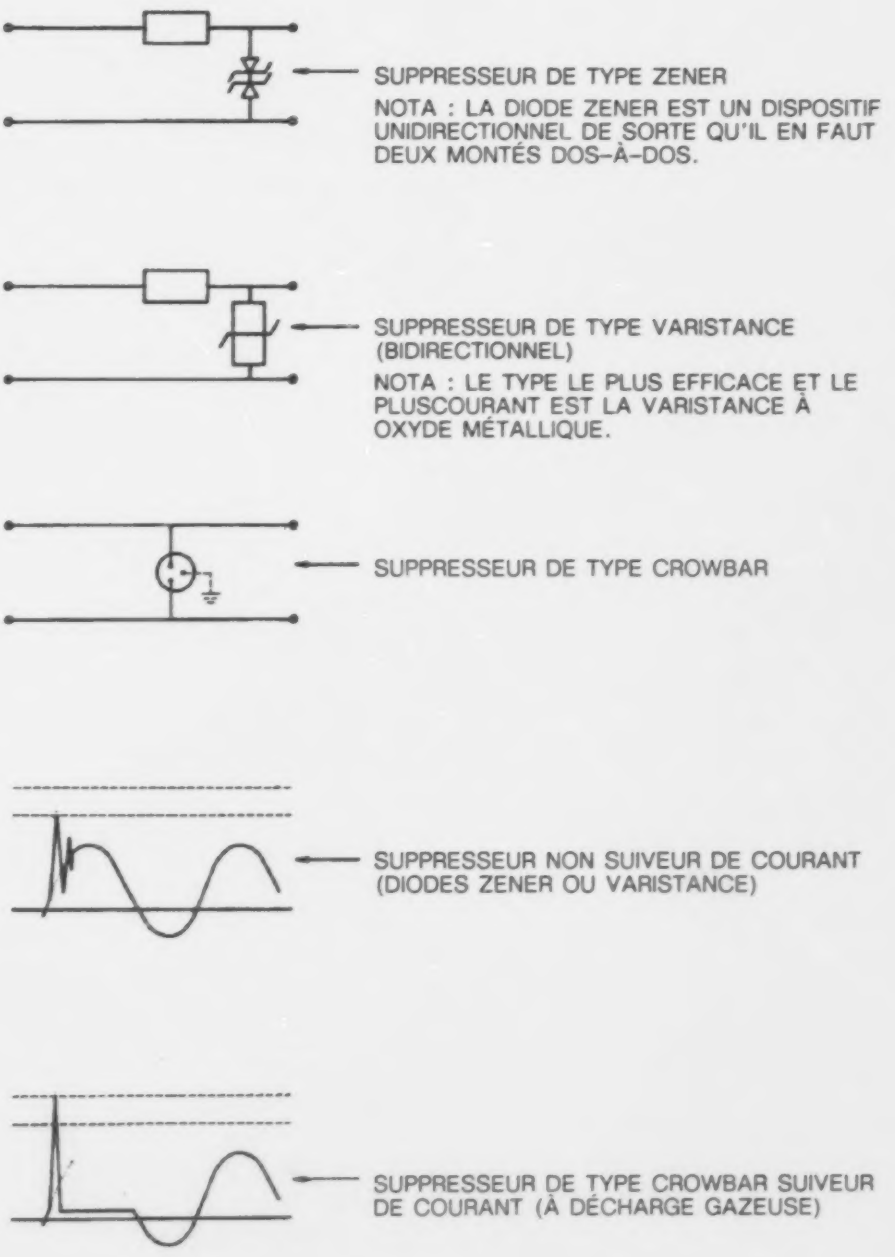


FIGURE 4.3.3 Dispositifs utilisés pour les dispositifs de suppresseurs transitoires

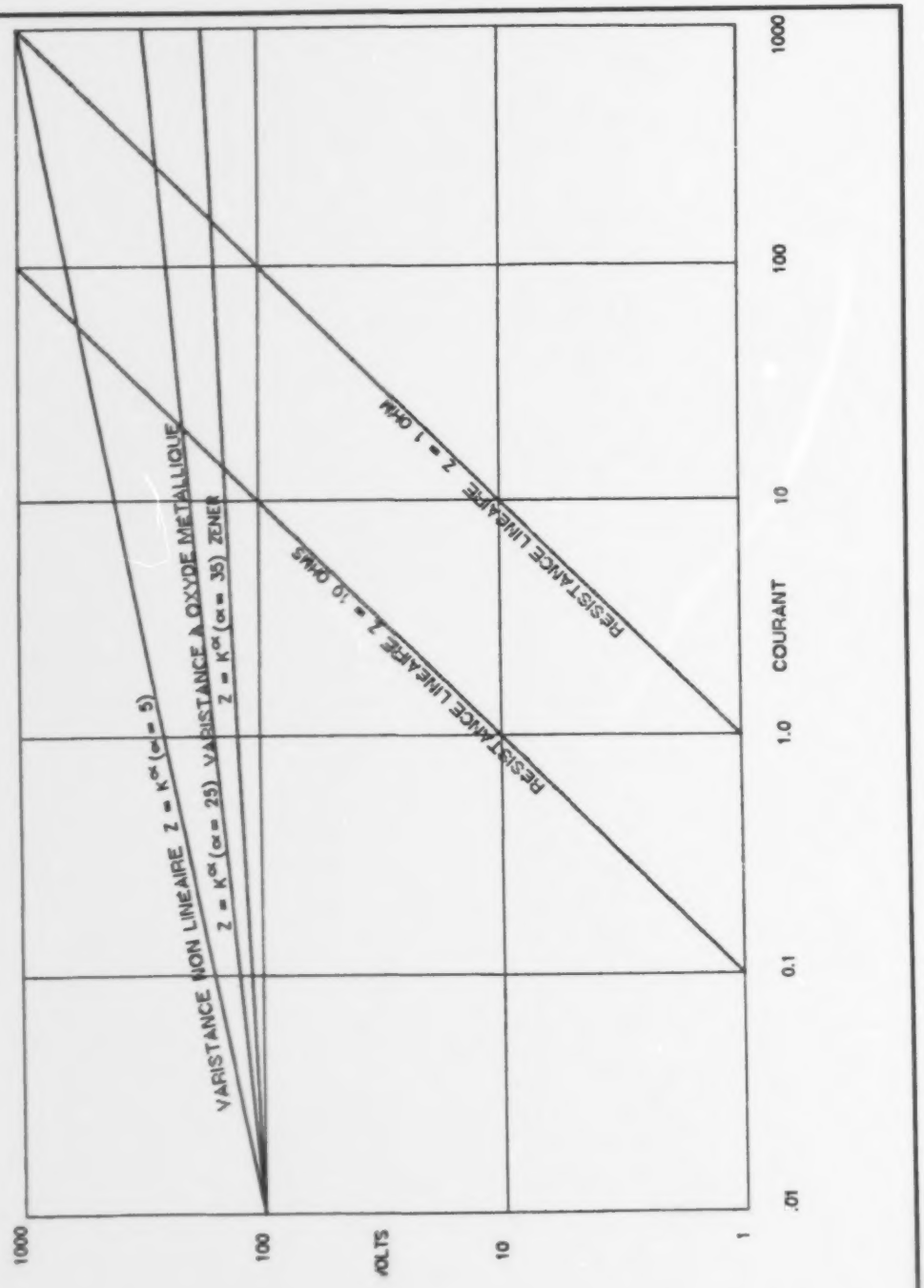


FIGURE 4.3.4 Caractéristiques tension–intensité pour résistances linéaires et varistances non linéaires

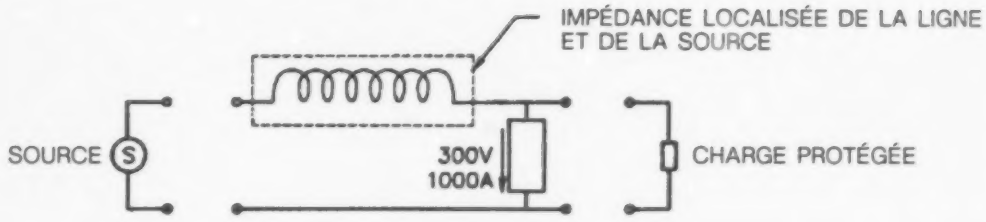
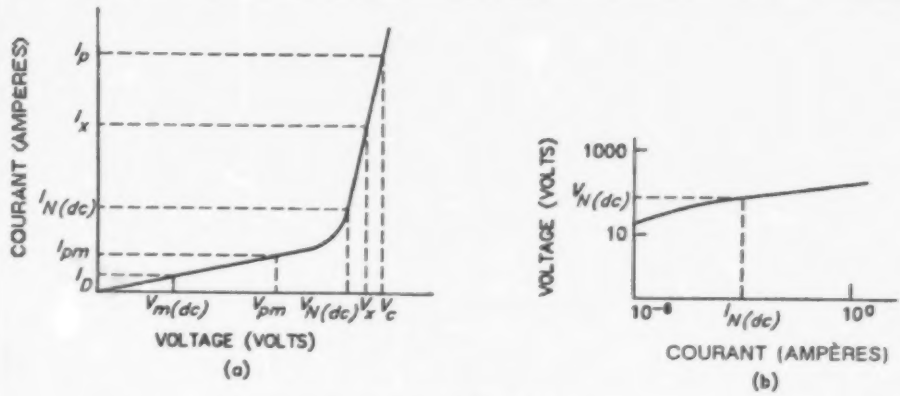
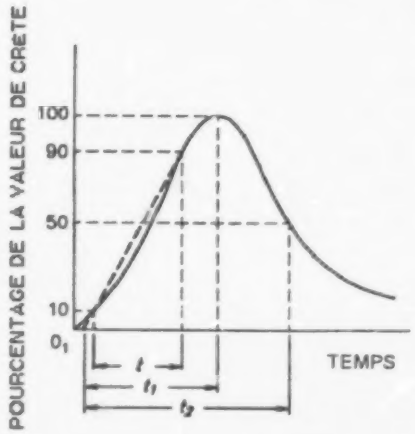


FIGURE 4.3.5 **Dissipation d'énergie par un dispositif de suppresseur transitoires**



V_x = tension de la varistance à l'intensité I_x
$V_{N(dc)}$ = tension nominale d'une varistance à l'intensité spécifiée I_N (dc)
V_c = tension de calage d'une varistance à l'intensité de crête I_p
V_{pm} = valeur nominale maximale de la tension de crête appliquée pour une forme d'onde spécifiée
$V_{m(dc)}$ = valeur nominale maximale de la tension dc appliquée

FIGURE 4.3.6 Symboles et définitions
a) Coordonnés linéaires (non à l'échelle) b) Coordonnés logarithmiques (types)



0_1 = origine virtuelle de la crête
t = temps de 10% à 90% de la crête
t_1 = temps virtuel de front = 1.25 • t
t_2 = temps virtuel jusqu'à la mi-valeur (durée de l'impulsion)

Exemple : Pour une onde de courant de *8X20* µs

8 µs = t = temps virtuel de front

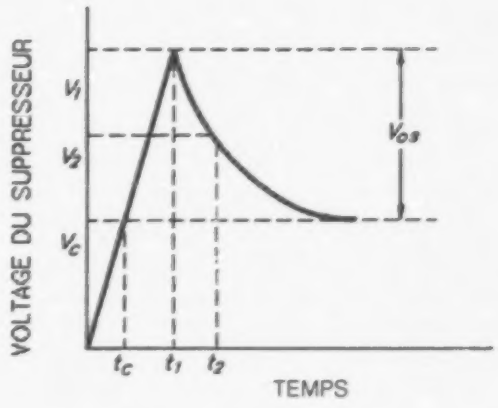
20 µs = t = temps virtuel jusqu'à la mi-valeur

NOTA : 1) Cette onde s'applique à une impulsion de courant. Les ondes de voltage sont définies autrement dans la norme ANSI/IEEE 4-1978 (2).

2) Pour des renseigements détaillés sur les tolérances et anomalies des formes d'onde, voir la norme ANSI/IEEE4-1978(2).

FIGURE 4.3.7 Onde de courant impulsif

CES COURBES SONT EMPRUNTÉES À LA NORME IEEE C62.33, 1982



$$V_2 = \frac{V_1 + V_C}{2}$$

V_C = TENSION DE CALAGE DU SUPPRESSEUR POUR UNE ONDE DE COURANT DE 8X20 µs

$V_{OS} = V_1 - V_C$ = TENSION DE DÉPASSEMENT

$t_2 - t_C$ = TEMPS DE DÉPASSEMENT

t_C = TEMPS NÉCESSAIRE À LA TENSION DU SUPPRESSEUR POUR ATTEINDRE SA VALEUR DE CALAGE

t_2 = TEMPS NÉCESSAIRE À LA TENSION DU SUPPRESSEUR POUR TOMBER À 50% DE SA VALEUR DE DÉPASSEMENT

t_1 = TEMPS NÉCESSAIRE À LA TENSION DU SUPPRESSEUR POUR ATTEINDRE SA VALEUR DE CRÊTE

$t_1 - t_C$ = TEMPS DE RÉPONSE

FIGURE 4.3.8 Tension de dépassement, temps de réponse et temps de dépassement

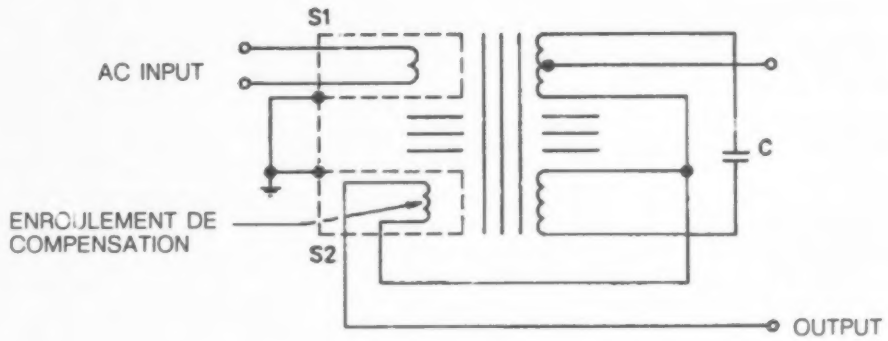


FIGURE 4.3.9 **Conditionneur d'alimentation**
L'adjonction d'un blindage à l'enroulement de compensation réduit le bruit en mode commun dû au couplage capacitif

4.4 LISTE DE DOCUMENTS ÉVALUANT LE RENDEMENT DES IMMEUBLES

Dans cette série, les documents sont subdivisés en quatre classes différentes. Les documents de classe A donnent des explications à savoir comment utiliser les documents des trois autres classes. La classe B est un répertoire d'essais lequel inclut un index et des références. Les documents de classe C donnent un compte rendu des trois domaines d'évaluation et résume les documents de classe D dans leur domaine respectif. Les documents de classe D contiennent une description des attributs du rendement des immeubles et donnent les méthodes pour les évaluer.

	A1	Guide du directeur de projet
	A2	Guide du gérant d'immeuble
	B1	Répertoire d'essais
Relevés	C1	Rendement énergétique et environnemental
	C2	Rendement fonctionnel
	C3	Rendement des systèmes et du matériel
Rendement énergétique et environnemental	D01	Évaluation des polluants
	D02	Migration de la pollution
	D03	Évaluation de l'ambiance thermique
	D04	Évaluation globale: rendement énergétique
	D05	Évaluation des secteurs de consommation: rendement énergétique
	D06	Évaluation des installations et systèmes: rendement énergétique
	D07	Évaluation des améliorations: rendement énergétique
	D08	Évaluation de l'environnement acoustique
	D09	Évaluation de la circulation d'air
	D10	Évaluation de l'éclairage
	D11	Relevé des données atmosphériques
Rendement fonctionnel	D20	Analyse des documents et archives
	D21	Annotation des plans
	D22	Entrevues centrées
	D23	Questionnaires
	D24	Observations
Rendement des systèmes et du matériel	D30	Murs et colonnes structuraux: relevé de la condition
	D31	Dalles et toîts structuraux: relevé de la condition
	D32	Garages de stationnement: relevé de la condition
	D33	Évaluation des installations mécaniques
	D34	Évaluation des contrôles mécaniques
	D35	Évaluation des systèmes électriques
	D36	Contrôle de la pression et de l'étanchéité à l'air
	D37	Mesure de la vitesse d'échange d'air extérieur
	D38	Inspections par thermographie de l'enceinte d'un immeuble
	D39	Mesure de la résistance thermique
	D40	Inspections de la teneur en humidité
	D41	Évaluation des systèmes de couvertures